

Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Economía y Administración
Dirección de Posgrado

Maestría en Economía y Política Energético Ambiental

Título de la Tesis:

Identificación y aprovechamiento de los recursos energéticos renovables en la provincia del Neuquén, su impacto en la matriz energética de generación eléctrica y socio-económico de escala regional.

Autor: Sergio Alberto Abrigo

Director: Mg. Gonzalo Bravo

Fecha: 19/05/2022



Agradecimientos

En primera instancia quiero agradecer a todos aquellos que de alguna manera han sido partícipes en el camino recorrido para alcanzar la meta de este trabajo, a mis compañeros del cursado de la Maestría (MEPEA) por el acompañamiento mutuo que hemos tenido en el cursado de la misma, extendiendo el agradecimiento a los Docentes, cuyos cursados han, más que cumplido con mis expectativas, siempre manteniendo mi atención y curiosidad por cada temática tratada y desarrollada.

A la Fundación Bariloche y la Facultad de Economía y Administración por su consideración al brindarme la Beca de estudio para la realización de la Maestría.

Un especial agradecimiento al Dr. Luis Mas por su tiempo brindado para realizar tan enriquecedora entrevista. A la Dra. Cecilia Dufilho por brindarme acceso a información GIS relevante sobre la población, comunidades y recursos hídricos de la provincia del Neuquén. Y a la Dra. Agnes Impiccini quien me alentó a incursionar por estos temas a través de esta Maestría.

En particular quiero destacar un especial agradecimiento a mi Director de la Tesis, Mg. Gonzalo Bravo, quien ha dedicado gran trabajo y tiempo para la lectura, corrección y guía en el desarrollo de la Tesis, con valiosísimas obervaciones que contribuyeron a una mejor concreción de esta Tesis.

Para finalizar, quiero extender el agradecimiento a mi familia, quienes siempre son un importante soporte para cada uno de los proyectos que he emprendido.

Sergio Alberto Abrigo

Índice

| | |
|---|-----------|
| Agradecimientos | 2 |
| Lista de figuras | 9 |
| Lista de tablas | 16 |
| 1. Introducción | 22 |
| 2. Objetivos | 23 |
| 2.1. Objetivo general | 23 |
| 2.2. Objetivos específicos | 23 |
| 3. Estrategia metodológica | 24 |
| 3.1. Delimitación del área temática | 24 |
| 4. Población en estudio | 27 |
| 4.1. Población rural y urbana de la provincia del Neuquén | 30 |
| 4.2. Poblaciones indígenas (fundamentalmente Poblaciones Mapuches) | 31 |
| 5. Estado de la situación, generación eléctrica en Neuquén | 36 |
| 5.1. Red eléctrica de la provincia del Neuquén | 39 |
| 5.2. Rutas nacionales y provinciales de la provincia del Neuquén | 41 |
| 6. Planteo del Problema | 43 |
| 6.1. Entrevista al Dr. Luis Mas | 45 |
| 7. Fuentes energéticas de generación eléctrica de la provincia del Neuquén | 48 |
| 7.1. Generación de electricidad por biomasa | 48 |
| 7.1.1. Generación de energía eléctrica a partir de biomasa forestal residual | 48 |
| 7.1.1.1. Potencial de generación de energía eléctrica a partir de biomasa forestal residual | 52 |
| 7.1.2. Generación de energía eléctrica a partir de biomasa asociada al sector ganadero | 55 |
| 7.1.2.1. Biogás a partir de Estiércol | 56 |
| 7.1.2.2. Potencial de generación de biogás para generación de energía eléctrica..... | 57 |
| 7.1.3. Costos para las plantas de generación eléctrica por biomasa..... | 60 |
| 7.1.3.1. Costos totales de instalación | 60 |
| 7.1.3.2. Factores de capacidad..... | 63 |
| 7.1.3.3. Costos de operación y mantenimiento | 66 |
| 7.1.3.4. Costo nivelado de energía eléctrica (LCOE) | 67 |
| 7.1.3.5. Costos asociados a la generación de energía eléctrica para los proyectos de bioenergía | 70 |
| 7.1.4. Estado del estudio de las emisiones de GEI para el ciclo de vida de Bioenergías..... | 72 |
| 7.1.4.1. El ciclo de vida de la bioenergía (LCA de la bioenergía) | 72 |
| 7.1.4.2. Ciclo de vida armonizado de emisiones de GEI por categoría de tecnología de bioenergía | 75 |
| 7.1.4.3. Armonización de las emisiones de GEI por tipo de biomasa | 76 |
| 7.2. Generación eólica de electricidad | 80 |
| 7.2.1. La transformación de la energía eólica..... | 81 |

| | |
|---|------------|
| 7.2.3. Potencial eólico en la provincia del Neuquén | 82 |
| 7.2.4. Costos de generación de la energía eólica..... | 88 |
| 7.2.4.1. Costos de la turbina eólica | 89 |
| 7.2.4.2. Costos totales de instalación | 91 |
| 7.2.4.3. Factor de capacidad | 92 |
| 7.2.4.4. Costos de operación y mantenimiento (O&M)..... | 96 |
| 7.2.4.5. Costo nivelado de la energía (LCOE)..... | 97 |
| 7.2.4.6. Costos asociados a la generación de energía eléctrica para los proyectos de parques eólicos..... | 102 |
| 7.2.5. Ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero para la generación por energía eólica | 103 |
| 7.2.5.1. La armonización de LCA para la generación por energía eólica | 105 |
| 7.2.5.2. Emisiones de GEI por energía eólica en la provincia del Neuquén para los casos analizados..... | 108 |
| 7.3. Generación geotérmica de electricidad | 109 |
| 7.3.1. Geotermia en la provincia del Neuquén | 109 |
| 7.3.2. Estudio del potencial de generación de energía eléctrica según la ubicación de reservorio o yacimiento para la central geotérmica en la provincia del Neuquén..... | 112 |
| 7.3.2.1. Determinación de parámetros del Grupo 1 | 113 |
| 7.3.2.2. Determinación de parámetros del Grupo 2 | 116 |
| 7.3.2.3. Resultados del potencial geotérmico..... | 118 |
| 7.3.2.3.1. Caso de estudio 1: Copahue | 120 |
| 7.3.2.3.2. Caso de estudio 2: Domuyo | 124 |
| 7.3.2.3.3. Caso de estudio 3: Epulafquen | 128 |
| 7.3.3. Costos para las plantas de generación geotérmica | 132 |
| 7.3.3.1. Costos totales de instalación | 132 |
| 7.3.3.2. Factores de capacidad..... | 133 |
| 7.3.3.3. Costo nivelado de energía eléctrica (LCOE) | 134 |
| 7.3.3.4. Estimación de los costos operacionales (OPEX) | 135 |
| 7.3.3.5. Costos asociados a la generación de energía eléctrica para los proyectos geotérmicos | 136 |
| 7.3.4. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para la energía geotérmica..... | 137 |
| 7.3.4.1. Emisiones directas de gases de efecto invernadero | 138 |
| 7.3.4.2. Impactos ambientales locales | 138 |
| 7.3.4.3. Otras emisiones de gases y líquidos durante la operación..... | 138 |
| 7.3.4.4. Estado del estudio de las emisiones de GEI para el ciclo de vida de la Energía Geotérmica | 140 |
| 7.3.4.5. Emisiones de GEI desagregadas por fase del ciclo de vida | 141 |
| 7.3.4.6. Emisiones de GEI por energía geotérmica..... | 142 |
| 7.4. Generación hidroeléctrica..... | 144 |
| 7.4.1. Generación hidroeléctrica en la provincia del Neuquén..... | 145 |
| 7.4.2. Otros aprovechamientos hidroeléctricos sobre los ríos Barrancas-Colorado, Neuquén y Limay. | 148 |
| 7.4.2.1. Río Barrancas-Colorado | 149 |
| 7.4.2.1.1. Primer tramo sobre el río Barranca | 150 |
| 7.4.2.1.2. Segundo tramo sobre el río Colorado..... | 152 |
| 7.4.2.2. Río Neuquén..... | 155 |
| 7.4.2.2.1. Primer tramo Estación Rahueco – Estación Paso de Indios | 155 |

| | |
|---|------------|
| 7.4.2.2. Segundo tramo Estación Paso de Indios - Estación Dique Portezuelo ... | 157 |
| 7.4.2.2.3. Tercer tramo Estación Chañar – Confluencia con el río Limay | 159 |
| 7.4.2.3. Río Limay | 161 |
| 7.4.2.3.1. Primer tramo Estación Nacientes del Limay hasta el Dique Alicurá..... | 161 |
| 7.4.2.3.2. Segundo tramo Dique Alicurá hasta Represa El Chocón | 163 |
| 7.4.2.3.3. Tercer tramo Dique Arroyito hasta la proximidad de la confluencia de los ríos Limay y Neuquén. | 166 |
| 7.4.3. Costos de generación por energía hidráulica | 168 |
| 7.4.3.1. Costos totales de instalación | 169 |
| 7.4.3.2. Factores de capacidad..... | 177 |
| 7.4.3.3. Costos de operación y mantenimiento | 179 |
| 7.4.3.4. Costo nivelado de la electricidad (LCOE)..... | 181 |
| 7.4.4. Ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero para la generación por energía hidroeléctrica | 184 |
| 7.4.4.1. Regímenes hidrológicos..... | 186 |
| 7.4.4.2. Evaluación del ciclo de vida de las emisiones de la generación hidoeléctrica. | 187 |
| 7.4.4.3. Cuantificación de emisiones brutas y netas de embalses | 190 |
| 7.4.4.4. Emisiones de GEI por energía hidroeléctrica | 194 |
| 7.5. Generación de energía eléctrica por energía solar | 197 |
| 7.5.1. Energía Solar Térmica de Concentración (CSP) | 197 |
| 7.5.2. Energía solar fotovoltaica (SPV o SFV)..... | 198 |
| 7.5.3. El recurso solar | 199 |
| 7.5.4. Mapa de radiación solar argentino | 200 |
| 7.5.5. Generación solar de electricidad en la provincia del Neuquén | 201 |
| 7.5.6. Costos de generación eléctrica solar..... | 206 |
| 7.5.6.1. Costos de generación por plantas solares CSP | 206 |
| 7.5.6.1.1 Costos totales de instalación..... | 207 |
| 7.5.6.1.2. Factores de capacidad | 208 |
| 7.5.6.1.3. Costos de operación y mantenimiento | 211 |
| 7.5.6.1.4. Costo nivelado de electricidad (LCOE)..... | 212 |
| 7.5.6.2. Costos de generación por energía solar fotovoltaica SFV..... | 215 |
| 7.5.6.2.1. Costos totales de instalación..... | 216 |
| 7.5.6.2.2. Factores de capacidad | 222 |
| 7.5.6.2.3. Costos de operación y mantenimiento | 222 |
| 7.5.6.2.4. Costo nivelado de la energía (LCOE)..... | 223 |
| 7.5.7. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación solar..... | 229 |
| 7.5.7.1. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación solar fotovoltaica..... | 229 |
| 7.5.7.2. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero de la energía solar de concentración térmica..... | 233 |
| 7.5.7.3. Cantidades equivalentes de CO ₂ – anuales asociada a la generación de energía eléctrica para las tecnologías solar de concentración (CSP) y solar fotovoltaica (SFV), | 236 |
| 8. Impacto socio-económico..... | 237 |
| 8.1. Empleo y energías renovables | 237 |
| 8.2. Relación entre las energías renovables y la generación de empleo..... | 238 |

| | |
|---|------------|
| 8.3. Indicador de empleo directo de energías renovables (IEDER): Definición del objeto y actividades | 238 |
| 9. Resultados comparativos | 243 |
| 9.1 Costos nivelados de la energía (LCOE) comparativos y conclusiones | 243 |
| 9.2. Ciclo de vida armonizada de las emisiones de GEI (<i>Life Cycle Assessment Harmonization - LCAH</i>) de las fuentes energéticas relevadas frente a la fuente energética fósil gas natural. | 255 |
| 9.3. Impacto socio-económico: Generación de empleo..... | 265 |
| 10. Regionalización de las fuentes energéticas | 267 |
| 10.1 Población | 269 |
| 10.2 Generación..... | 271 |
| 10.3 Costos | 274 |
| 10.4 Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual | 277 |
| 10.5 Empleo | 280 |
| 10.6 Mapa de la Regionalización | 282 |
| 11. Proyectos en la provincia del Neuquén y otras provincias de la República Argentina | 289 |
| 11.1. Programas de Desarrollo | 289 |
| 11.2. Programa GENREN..... | 289 |
| 11.3. Programa RenovAr 1 / 1.5 / 2 y MiniRen..... | 291 |
| 11.4. MiniRen | 291 |
| 11.5. Ley 27.424 | 291 |
| 11.6. Programa PERMER..... | 292 |
| 11.7. Proyectos adjudicados por provincias | 293 |
| 11.7.1. Ronda 1, 1.5 y 2..... | 293 |
| 11.7.2. MiniRen – Ronda 3 | 297 |
| 12. Conclusiones | 300 |
| 13. Referencias | 305 |
| 14. Anexos..... | 314 |
| 14.1. Anexo A: Costo nivelado de la generación de energía eléctrica (LCOE)..... | 314 |
| 14.1.1. LCOE: Plantas de generación por residuos forestales | 315 |
| 14.1.2. LCOE: Plantas de generación por residuos ganaderos | 316 |
| 14.1.3. LCOE: Plantas de generación por energía eólica | 318 |
| 14.1.4. LCOE: Plantas de generación por energía geotérmica..... | 320 |
| 14.1.5. LCOE: Plantas de generación por energía hídrica | 322 |
| 14.1.6. LCOE: Plantas de generación por energía solar de concentración (CSP)..... | 325 |
| 14.1.7. LCOE: Plantas de generación por energía solar fotovoltaica (SFV) | 326 |
| 14.2. Anexo B: Entrevista al Dr. Luis Mas..... | 328 |
| 14.3. Anexo C: CV del Dr. Luis Mas..... | 340 |

| | |
|--|------------|
| 14.4. Anexo D: Tecnologías de generación de energía eléctrica para la Biomasa | |
| Residuo Forestal | 344 |
| 14.4.1. Tecnologías de generación | 344 |
| 14.4.1.1. Combustión..... | 344 |
| 14.4.1.2. Gasificación | 345 |
| 14.4.1.3. Pirólisis | 348 |
| 14.5. Anexo E: Tecnologías de generación de energía eléctrica para la Biomasa | |
| Residuo Ganadero (Excremento)..... | 352 |
| 14.5.1. Acondicionamiento del biogás..... | 352 |
| 14.5.1.1. Equipos de distribución, purificación y tratamiento del biogás..... | 353 |
| 14.5.1.2. Clasificación de Reactores Anaeróbicos | 353 |
| 14.5.2. Principales digestores en el medio rural..... | 354 |
| 14.5.2.1. Tipos de biodigestores | 354 |
| 14.5.2.2. Modelo Chino de Biodigestor | 355 |
| 14.5.2.3. Modelo Indiano de Biodigestor..... | 357 |
| 14.5.2.4. Biodigestores Horizontales | 358 |
| 14.5.2.5. Digestor Batch (discontinuo o régimen estacionario) | 358 |
| 14.6. Anexo F: Tecnología de generación de energía eléctrica por energía Eólica ... | 360 |
| 14.6.1. Los Molinos..... | 360 |
| 14.6.2. Los Aerogeneradores..... | 361 |
| 14.6.3. Aprovechamiento de la energía eólica | 364 |
| 14.6.4. Variaciones del viento | 366 |
| 14.6.5. Evaluación del recurso eólico..... | 367 |
| 14.6.6. Efectos del terreno en el viento | 367 |
| 14.7. Anexo G: Tecnología Geotérmica asociada a la generación de energía eléctrica | |
| | 371 |
| 14.7.1. Generación geotérmica de electricidad | 371 |
| 14.7.2. Gradiente geotérmico..... | 372 |
| 14.7.3. Recursos Geotérmicos..... | 374 |
| 14.7.3.1. Estructura de los recursos geotérmicos | 375 |
| 14.7.4. Utilización de los fluidos termales..... | 378 |
| 14.7.4.1. Forma indirecta de generación de energía eléctrica..... | 379 |
| 14.7.4.2. Uso en cascada | 381 |
| 14.8. Anexo H: Tecnologías de aprovechamiento y cálculo para centrales | |
| geotérmicas. | 383 |
| 14.8.1. Tipos de tecnologías | 383 |
| 14.8.2. Plantas de vapor seco..... | 383 |
| 14.8.3. Plantas de expansión súbita o vapor flash | 386 |
| 14.8.3.1. Sistemas de expansión súbita de una etapa o simple flash | 386 |
| 14.8.3.2. Sistemas de expansión súbita de dos etapas o doble flash | 387 |
| 14.8.3.3. Plantas de ciclo binario | 389 |
| 14.8.3.4. Ciclo Orgánico de Rankine (ORC) | 390 |
| 14.8.3.5. Ciclo Kalina..... | 392 |
| 14.8.4. Cálculos de potencial de generación eléctrica en la provincia del Neuquén | 392 |
| 14.8.4.1. Método volumétrico USGS “Heat in Place”. | 392 |
| 14.8.4.2. Calor recuperable del yacimiento..... | 393 |
| 14.8.4.3. Trabajo disponible y eficiencia de conversión | 396 |
| 14.8.4.4. Metodología de cálculo ciclo flash..... | 399 |

| | |
|--|------------|
| 14.8.4.5. Metodología de cálculo ciclo binario..... | 400 |
| 14.9. Anexo J: Tecnología Hídrico asociada a la generación de energía eléctrica.... | 404 |
| 14.9.1. Tecnología y aplicaciones | 404 |
| 14.9.2. Clasificación por coronamiento (head / cabeza) y tamaño | 404 |
| 14.9.3. Clasificación por tipo de instalación..... | 405 |
| 14.9.3.1. De pasada | 406 |
| 14.9.3.2. Energía hidroeléctrica de almacenamiento (embalse)..... | 407 |
| 14.9.3.3. Almacenamiento por bombeo (HPP)..... | 408 |
| 14.9.3.4. Tecnología in-stream utilizando instalaciones existentes | 409 |
| 14.9.4. Estado y tendencias actuales de la tecnología desarrollo | 409 |
| 14.10. Anexo J: Tecnología de generación de energía eléctrica por energía Solar...411 | |
| 14.10.1. Tecnologías | 411 |
| 14.10.1.1. Torres solares..... | 411 |
| 14.10.1.2. Colectores cilindro parabólicos | 412 |
| 14.10.1.3. Colector lineal de Frenel | 413 |
| 14.10.1.4. Disco de Stirling | 415 |
| 14.10.1.5. Medio de transferencia de calor | 416 |
| 14.10.1.6. Sistemas de almacenamiento | 417 |
| 14.10.2. Energía solar fotovoltaica (SPV o SFV)..... | 419 |
| 14.10.2.1. El recurso solar | 420 |
| 14.10.2.2. Principio de funcionamiento de una celda solar fotovoltaica..... | 422 |
| 14.10.2.2.1. Celdas de silicio | 423 |
| 14.10.2.2.2. Celdas de capa delgada (Thin Film)..... | 424 |
| 14.10.2.3. Inversores | 424 |
| 14.10.2.4. Seguidores..... | 424 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 4.1: Mapa de la provincia del Neuquén con detalle de poblaciones de primera, segunda y tercera categoría (elaboración propia en QGIS en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018) | 29 |
| Figura 4.2: Población Urbana y Rural de la provincia del Neuquén (elaboración propia en base a datos del INDEC – Censo año 2010). | 31 |
| Figura 4.3: Población indígena u originaria por área urbana o rural. Provincia del Neuquén, año 2010 (Fuente: INDEC. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010) | 32 |
| Figura 4.4: Presencia y distribución de las comunidades Mapuches en la provincia del Neuquén (elaboración propia en QGIS en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). | 33 |
| Figura 4.5: Poblaciones de la provincia del Neuquén (elaboración propia en QGIS en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). | 35 |
| Figura 5.1: Generación eléctrica por fuentes No Renovables (en MW) (elaboración propia en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018) | 36 |
| Figura 5.2: Distribución de proyectos energéticos de fuentes energéticas renovables (Fuente: ADI-NQN,2018) | 38 |
| Figura 6.1: Distribución poblacional provincia del Neuquén (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018) | 44 |
| Figura 7.1.1: Desarrollo de forestaciones comerciales (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018) | 49 |
| Figura 7.1.2: Departamentos abarcados por las Zonas (modificado de Laharrague; 2015). | 50 |
| Figura 7.1.3: Especies arbóreas utilizadas en metros cúbicos y en porcentaje (Laharrague; 2015). | 51 |
| Figura 7.1.4: Desarrollo ganadero en la provincia del Neuquén (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). | 55 |
| Figura 7.1.5: Valores globales promedio ponderados de Costos totales instalados, Factores de capacidad y LCOE (IRENA) | 60 |
| Figura 7.1.6: Costos totales por proyecto, por tecnología y capacidad (IRENA) | 62 |
| Figura 7.1.7: Costos totales de instalación para distintas capacidades por país o región, entre 2010 y 2019 (IRENA) | 63 |
| Figura 7.1.8: Costos totales de instalación para la distribución de la bioenergía por tecnología, entre 2000 y 2019 (IRENA) | 64 |
| Figura 7.1.9: Factores de capacidad y promedios ponderados para proyectos bioenergéticos por país o región, entre 2000 y 2019 (IRENA) | 65 |
| Figura 7.1.10: Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) y promedio ponderado por biomasa y país o región, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020). | 68 |
| Figura 7.1.11: Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) y factores de capacidad por biomasa, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020). | 69 |
| Figura 7.1.12: Límites de estudio de la armonización de LCA para la generación de electricidad por fuentes bioenergéticas (EPRI; 2013). | 73 |
| Figura 7.1.13: Emisiones de GEI (g CO ₂ eq / kWh) en el ciclo de vida de plantas de bioenergía (EPRI; 2013). | 75 |
| Figura 7.1.14: Ciclo de vida de emisiones GEI por tipo de tecnología de bioenergía por kilowatt-hora generado (EPRI; 2013). | 76 |
| Figura 7.1.15: Ciclo de vida de emisiones GEI por tipo de biomasa considerada (EPRI; 2013). | 77 |
| Figura 7.2.1: Mapa topográfico de la provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006). | 82 |
| Figura 7.2.2: Mapa de Longitud de rugosidad aerodinámica de la provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006). | 83 |
| Figura 7.2.3: Mapa de Red de estaciones de medición en la provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006). | 84 |
| Figura 7.2.4: Mapa de distribución de probabilidad de la velocidad del viento en metros por segundo (m/s) a 50 m de altura sobre el nivel del suelo, para provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006). | 85 |
| Figura 7.2.5: Mapa de Densidad de potencia en vatios por metro cuadrado (W/m ²) a 50 m de altura sobre el nivel del suelo, para provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006). | 86 |

| | |
|---|-----|
| Figura 7.2.6: Costos totales promedio ponderado instalados, factores de capacidad y LCOE para la generación por energía eólica terrestre (onshore) (IRENA) | 89 |
| Figura 7.2.7: Evolución del Diámetro promedio ponderado del rotor y la potencia en distintos países entre 2010 y 2018 (IRENA; 2020) | 90 |
| Figura 7.2.8: Tendencia en los precios de las turbinas eólicas en distintos países y potencias instaladas, entre 1997 y 2019 (IRENA; 2020). | 91 |
| Figura 7.2.9: Costos totales instalados y promedio global ponderado para distintas capacidades, entre 1983 y 2019 (IRENA; 2020). | 92 |
| Figura 7.2.10: Gráficos históricos de la evolución de los factores de capacidad promedio ponderado en distintos países entre 1984 y 2019 (IRENA) | 94 |
| Figura 7.2.11: Costos de operación y mantenimiento promedio ponderado, y contratos de servicios inicial (initial full-service) y renovación (renewal full-service) para contratos de algunos países entre 2008 y 2019 (IRENA) | 97 |
| Figura 7.2.12: Costo nivelado de la energía (LCOE) y costos promedio ponderado (IRENA; 2020). | 98 |
| Figura 7.2.13: Evolución del costo nivelado promedio ponderado de la energía en distintos países, entre 1984 y 2019 (IRENA; 2020). | 101 |
| Figura 7.2.14: Suministro global de energía por energía eólica en escenarios de largo plazo (Wiser; 2011). | 104 |
| Figura 7.2.15: Suministro global de energía por energía eólica como proporción de la generación global, en escenarios de largo plazo (Wiser; 2011). | 104 |
| Figura 7.2.16: Comparación de las etapas de ciclo de vida de procesos y emisiones de GEI para la generación eólica y el carbón (NREL-Wind LCAH; 2013). | 106 |
| Figura 7.2.17: Comparación de LCA's publicados y armonizados sobre emisiones de GEI por tecnología de generación de electricidad (NREL-Wind LCAH; 2013). | 107 |
| Figura 7.3.1: Manifestaciones de fuentes termales de la provincia del Neuquén (Pesce; 2000). | 111 |
| Figura 7.3.2: Distribución del recurso geotérmico en América del Sur. Mapa de flujo de calor (modificado de Lagos; 2017). | 115 |
| Figura 7.3.3: Manifestaciones termales del yacimiento Copahue-Caviahue | 120 |
| Figura 7.3.4: Área seleccionada a partir de las manifestaciones termales del yacimiento Copahue-Caviahue (elaboración propia; Fuente: Google Earth). | 120 |
| Figura 7.3.5: Área seleccionada a partir de las manifestaciones termales del yacimiento Domuyo (elaboración propia; Fuente: Google Earth). | 124 |
| Figura 7.3.6: Manifestaciones termales del yacimiento Epulafquen y Quila Quina (elaboración propia; Fuente: Google Earth). | 128 |
| Figura 7.3.7: Manifestaciones termales del yacimiento Epulafquen (elaboración propia; Fuente: Google Earth). | 128 |
| Figura 7.3.8: Valores globales promedio ponderados de Costos totales instalados, Factores de capacidad y LCOE (IRENA) | 132 |
| Figura 7.3.9: Costos totales por proyecto, por tecnología y capacidad (IRENA; 2020). | 133 |
| Figura 7.3.10: Factores de capacidad por proyecto y capacidad instalada (IRENA) | 134 |
| Figura 7.3.11: Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) por tecnología y tamaño de proyecto (IRENA) | 135 |
| Figura 7.3.12: Ciclo de vida de las emisiones de GEI para las tecnologías de generación de electricidad EGS binario, HT flash y HT binario (Eberle et al.; 2017). | 141 |
| Figura 7.3.13: Ciclo de vida de las emisiones de GEI para las tecnologías de generación de electricidad EGS binario, HT flash y HT binario, desagregadas por fase del ciclo de vida (construcción, operación, final de vida y total) (Eberle et al.; 2017). | 142 |
| Figura 7.4.1: Potencia generada por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). | 145 |
| Figura 7.4.2: Potencia posible de generar por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén (modificado de EMHIDRO; 2019). | 146 |
| Figura 7.4.3: Cuenca del río Colorado (Fuente: modificado de COIRCO). | 149 |
| Figura 7.4.4: Tramos de río considerados sobre los ríos Barrancas y Colorado (elaboración propia) | 150 |
| Figura 7.4.5: Cota de inicio del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta las proximidades de la confluencia con el río Grande (elaboración propia) | 151 |

| | |
|--|-----|
| Figura 7.4.6: Cota de final del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta las proximidades de la confluencia con el río Grande (elaboración propia | 151 |
| Figura 7.4.7: Cota de inicio del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Colorado, desde la proximidad de la confluencia del río Barrancas y el río Grande hasta la localidad de Octavio Pico (elaboración propia | 153 |
| Figura 7.4.8: Cota de final del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Colorado, desde la proximidad de la confluencia del río Barrancas y el río Grande hasta la localidad de Octavio Pico (elaboración propia | 153 |
| Figura 7.4.9: Cota de inicio del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación de medición Paso de Indios (elaboración propia | 155 |
| Figura 7.4.10: Cota de final del tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación de medición Paso de Indios (elaboración propia | 156 |
| Figura 7.4.11: Cota de inicio del tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Paso de Indios hasta la estación de medición Portezuelo (elaboración propia | 157 |
| Figura 7.4.12: Cota de final del tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Paso de Indios hasta la estación de medición Portezuelo (elaboración propia | 158 |
| Figura 7.4.13: Cota de inicio del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Chañar hasta la proximidad con la confluencia con el río Limay (elaboración propia | 159 |
| Figura 7.4.14: Cota de final del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Chañar hasta la proximidad con la confluencia con el río Limay (elaboración propia | 160 |
| Figura 7.4.15: Imagen satelital del río Neuquén, desde su nacimiento en el lago Nahuel Huapi hasta la confluencia con el río Neuquén (elaboración propia | 161 |
| Figura 7.4.16: Cota de inicio del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su nacimiento hasta el Dique Alicurá (elaboración propia | 162 |
| Figura 7.4.17: Cota de fin del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su nacimiento hasta el Dique Alicurá (elaboración propia | 162 |
| Figura 7.4.18: Cota de inicio del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexía) (elaboración propia | 164 |
| Figura 7.4.19: Cota de inicio del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexía) (elaboración propia | 164 |
| Figura 7.4.20: Cota de fin del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexía) (elaboración propia | 165 |
| Figura 7.4.21: Cota de inicio del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Arroyito hasta la proximidad con la confluencia con el río Neuquén (elaboración propia | 166 |
| Figura 7.4.22: Cota de fin del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Arroyito hasta la proximidad con la confluencia con el río Neuquén (elaboración propia | 167 |
| Figura 7.4.23: Costos de instalación totales promedio ponderado globales, factores de capacidad y LCOE, entre 2010 y 2019 (IRENA | 169 |
| Figura 7.4.24: Costos totales de instalación y promedio ponderado global por capacidad para los años 2010 al 2019 (IRENA; 2020). | 172 |
| Figura 7.4.25: Costos totales instalados y promedio ponderado global para proyectos hidroeléctricos pequeños y grandes, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 173 |
| Figura 7.4.26: Distribución de los costos totales instalados para proyectos hidroeléctricos pequeños y grandes, por capacidad, entre 2010 a 2014 y 2015 a 2019 (IRENA; 2020). | 174 |
| Figura 7.4.27: Costos totales de instalación y capacidades promedio ponderado para grandes proyectos hidroeléctricos, por país o región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 176 |
| Figura 7.4.28: Costos totales de instalación y capacidades promedio ponderado para pequeños proyectos hidroeléctricos, por país o región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 177 |
| Figura 7.4.29: Costos nivelados (LCOE) y capacidades promedio ponderada por país / región para grandes proyectos, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 182 |
| Figura 7.4.30: Costos nivelados (LCOE) y capacidades promedio ponderada por país / región para pequeños proyectos, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 183 |

| | |
|---|-----|
| Figura 7.4.31: Estimaciones del ciclo de vida de emisiones de GEI para distintas tecnologías de hidrogenación (Kumar, 2011). | 189 |
| Figura 7.4.32: Difusión del metano y del dióxido de cloro en reservorios de agua dulce (Kumar et al.; 2011). | 192 |
| Figura 7.5.1: Tipos de tecnología CSP, (a) Colectores Cilindro Parabólico; (b) Torres Solares; (c) Colector Linear de Fresnel; (d) Disco de Stirling (Morrone CSP; 2019). | 198 |
| Figura 7.5.2: Planta SFV San Juan I, San Juan, Argentina. Fuente: EPSE (Morrone SFV; 2019). | 199 |
| Figura 7.5.3: Mapa de Irradiación Global Horizontal. Fuente: SOLARGIS CELDAS FOTOVOLTAICAS (Morrone SFV; 2019). | 200 |
| Figura 7.5.4: Mapas de radiación solar en Argentina en enero (mapa a) y julio (mapa b) en kWh/m ² (Fuente: Atlas de Energía Solar de Argentina | 201 |
| Figura 7.5.5: Carta de irradiación solar anual (MWh/m ²) colectada por planos inclinados con un ángulo óptimo (Righini; 2011). | 202 |
| Figura 7.5.6: Carta de irradiación solar anual (kWh/m ²) de la distribución promedio de la radiación global (Righini y Gallegos; 2000). | 203 |
| Figura 7.5.7: Costos de instalación totales globales promedio ponderado, factores de capacidad y LCOE para CSP, entre 2010 y 2019 (IRENA | 206 |
| Figura 7.5.8: Costos totales de instalación para CSP por tamaño de proyecto, tipo de colector y capacidad de almacenamiento, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 208 |
| Figura 7.5.9: Tendencia de los valores del factor de capacidad para plantas CSP, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 209 |
| Figura 7.5.10: Tendencia de los valores del factor de capacidad para plantas DNI, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 210 |
| Figura 7.5.11: Costo nivelado de electricidad (LCOE) para proyectos CSP, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 213 |
| Figura 7.5.12: Tendencia del Costo nivelado de electricidad (LCOE) y precios de subasta para proyectos CSP, entre 2010 y 2021 (IRENA; 2020). | 215 |
| Figura 7.5.13: Costos totales de instalación globales promedio ponderado, factores de capacidad y LCOE, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 216 |
| Figura 7.5.14: Costos por vatio (USD/W) por tipo de célula fotovoltaica y en el tiempo (IRENA; 2020). | 217 |
| Figura 7.5.15: Costos totales de instalación y valores promedio ponderado para distintas capacidades (IRENA; 2020). | 218 |
| Figura 7.5.16: Costos de instalación por país en 2019 (IRENA; 2020). | 220 |
| Figura 7.5.17: Costos nivelados de la electricidad (LCOE) y rangos para distintas capacidades, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 225 |
| Figura 7.5.18: Costos promedio ponderado para distintos países, entre 2010 y 2019 (IRENA | 226 |
| Figura 7.5.19: Comparación de las etapas de ciclo de vida de procesos y emisiones de GEI para la generación solar fotovoltaica y el carbón (NREL-Solar FV LCAH; 2013). | 231 |
| Figura 7.5.20: Comparación de LCA's publicados y armonizados sobre emisiones de GEI por tecnología de generación de electricidad solar fotovoltaica (NREL-Solar FV LCAH; 2013). | 232 |
| Figura 7.5.21: Comparación de las etapas de ciclo de vida de procesos y emisiones de GEI para la generación solar concentrada y el carbón (NREL-Solar CSP LCAH; 2013). | 234 |
| Figura 7.5.22: Comparación de LCA's publicados y armonizados sobre emisiones de GEI por tecnología de generación de electricidad solar concentrada (NREL-Solar CSP LCAH; 2013). | 235 |
| Figura 8.1: Evolución de la demanda de empleo asociado al desarrollo de las fuente energéticas (no HC) en el periodo del ciclo de vida máxima de 30 años de los proyecto en su conjunto (elaboración propia). | 242 |
| Figura 9.1: Costos nivelados de la energía (LCOE) promedio ponderado comparativos de las fuentes energéticas del 2010 al 2019 (IRENA; 2020). | 243 |
| Figura 9.2: Costos nivelados de la energía (LCOE) comparativos de las fuentes energéticas (elaboración propia). | 245 |
| Figura 9.3: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Forestal versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 246 |
| Figura 9.4: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Forestal versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 246 |
| Figura 9.5: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Ganadero versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 247 |

| | |
|---|-----|
| Figura 9.6: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Ganadero versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 247 |
| Figura 9.7: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Eólica versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 248 |
| Figura 9.8: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Eólica versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 248 |
| Figura 9.9: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (> 100 MW) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 249 |
| Figura 9.10: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (> 100 MW) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 249 |
| Figura 9.11: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (= 10 MW) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 250 |
| Figura 9.12: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (= 10 MW) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 250 |
| Figura 9.13: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Embalse versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 251 |
| Figura 9.14: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Embalse versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 251 |
| Figura 9.15: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Pasada versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 252 |
| Figura 9.16: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Pasada versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 252 |
| Figura 9.17: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar Fotovoltaica (SFV) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 253 |
| Figura 9.18: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar Fotovoltaica (SFV) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 253 |
| Figura 9.19: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar de concentración (CSP) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia). | 254 |
| Figura 9.20: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar de concentración (CSP) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).. | 254 |
| Figura 9.21: Distribución de las estimaciones armonizadas del ciclo de vida de los GEI para gas convencional y no convencional usado para la generación eléctrica en una turbina de ciclo combinado comparado con carbón (modificado de Heath; 2014). | 255 |
| Figura 9.22: Ciclo de vida de las emisiones de GEI armonizadas (LCAH) para las fuentes energéticas consideradas (elaboración propia). | 257 |
| Figura 9.23: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por las fuentes energéticas (no hidrocarburos) versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 257 |
| Figura 9.24: Ciclo de vida de las emisiones GEI armonizadas (LCAH) por la fuente energética Biomasa versus la fuente de energía de hidrocarburos gas natural (elaboración propia). | 258 |
| Figura 9.25: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Biomasa: Residuo Forestal versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 259 |
| Figura 9.26: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Biomasa: Residuo Ganadero versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 259 |
| Figura 9.27: Ciclo de vida de las emisiones GEI armonizadas (LCAH) por la fuente energética Eólica versus la fuente de energía de hidrocarburos gas natural (elaboración propia). | 260 |
| Figura 9.28: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Eólica versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 260 |
| Figura 9.29: Ciclo de vida de las emisiones GEI armonizadas (LCAH) por la fuente energética Geotermia, Hídrico (de Embalse y de Pasada), Solar (SFV y CSP) versus la fuente de energía de hidrocarburos gas natural (elaboración propia). | 261 |
| Figura 9.30: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Geotermia versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 262 |

| | |
|--|-----|
| Figura 9.31: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Hídrico de Embalse versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 262 |
| Figura 9.32: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Hídrico de Pasada versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 263 |
| Figura 9.33: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Solar Fotovoltaica (SFV) versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 263 |
| Figura 9.34: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Solar de Concentración (CSP) versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia). | 264 |
| Figura 9.35: Evolución del empleo generado y requerido en el periodo de tiempo de 30 años, de las fuentes energéticas en su totalidad, distinguiendo el total de fuentes energéticas No HC y las fuentes energéticas de Hidrocarburos (HC) (elaboración propia). | 266 |
| Figura 10.1: Zonas adoptadas para la distribución de las fuentes energéticas estudiadas (elaboración propia) | 268 |
| Figura 10.2: Población y población rural proyectada a 2019 para las Zonas adoptadas (elaboración propia). | 270 |
| Figura 10.3: Fuentes energéticas consideradas para cada zona (elaboración propia). | 283 |
| Figura 10.4: Valores correspondientes a población, generación, costos, emisiones de GEI y empleo, para cada región considerada en la provincia del Neuquén (elaboración propia). | 284 |
| Figura 10.5: Valores correspondientes a población, generación, costos, emisiones de GEI y empleo, para cada región considerada en la provincia del Neuquén, sin Hidro > 50 MW y Solar CSP (elaboración propia). | 286 |
| Figura 10.6: Valores correspondientes a población, generación, costos, emisiones de GEI y empleo, para cada región considerada en la provincia del Neuquén, sin Hidro > 50 MW y Solar CSP (elaboración propia). | 288 |
| Figura 11.1: Proyectos adjudicados para distintas fuentes energéticas renovables en las Rondas 1, 1,5 y 3 (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 293 |
| Figura 11.2: Precios adjudicados (USD/MWh) para distintas fuentes energéticas renovables y Rondas (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 294 |
| Figura 11.3: Gráfico de dispersión de los precios adjudicados (USD/MWh) para las distintas fuentes energéticas y Rondas (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 295 |
| Figura 11.4: Representación gráfica del tamaño relativo de la distribución de las adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 295 |
| Figura 11.5: Representación gráfica de las fuentes energéticas adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país por cada provincia (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 296 |
| Figura 14.1: Aplicaciones de los productos de la gasificación (Serrano; 2017). | 347 |
| Figura 14.2: Esquema de generación de energía eléctrica a partir de biomasa mediante gasificación (Serrano; 2017). | 348 |
| Figura 14.3: Esquema de generación de energía eléctrica a partir de biomasa mediante pirolisis (Serrano; 2017). | 351 |
| Figura 14.4: alternativas de utilización del biogás y sus requerimientos de purificación (Varnero; 2011). | 352 |
| Figura 14.5: Tendido de red de distribución (Varnero; 2011). | 353 |
| Figura 14.6: Clasificación de los reactores anaeróbicos (Varnero; 2011). | 354 |
| Figura 14.7: Biodigestor tipo Chino (Varnero; 2011). | 356 |
| Figura 14.8: Biodigestor tipo Indiano. | 357 |
| Figura 14.9: Biodigestor horizontal (Varnero; 2011). | 358 |
| Figura 14.10: Molinos de viento; típico molino para bombeo de agua subterránea (a) y para molienda de granos y bombeo de agua (b) (Fuente: imágenes de internet). | 361 |

| | |
|--|-----|
| Figura 14.11: Esquema general de componentes de un aerogeneradores (Álvarez; 2018). | 362 |
| Figura 14.12: Aerogeneradores de baja generación, de eje horizontal (a) y (b) y de eje vertical (c) (Álvarez; 2018). | 362 |
| Figura 14.13: aerogeneradores de eje horizontal de gran generación (Álvarez; 2018). | 364 |
| Figura 14.14: Posiciones relativas de generadores de energía eólicos respecto a la topografía y presencia de obstáculos (Álvarez; 2018). | 366 |
| Figura 14.15: Determinación del terreno plano (Vidal, 2014). | 368 |
| Figura 14.16: Efectos de obstáculos en el flujo del viento (Vidal, 2014). | 369 |
| Figura 14.17: Efectos de la orientación y forma de las colinas (Vidal, 2014). | 370 |
| Figura 14.18: Placas litosféricas (Pesce; 2000). | 373 |
| Figura 14.19: Esquema de diferentes tipos de límites entre placas (Pesce; 2000). | 373 |
| Figura 14.20: Tipos de zonas en la corteza terrestre con su respectivo flujo de calor (Lagos; 2017). | 374 |
| Figura 14.21: Tipos de zonas en la corteza terrestre con su respectivo flujo de calor (Lagos; 2017). | 377 |
| Figura 14.22: Generación de electricidad con energía geotérmica (Lagos, 2017). | 380 |
| Figura 14.23: Aplicaciones de energía geotérmica con respecto a la temperatura alcanzada de subsuelo (Lagos; 2017). | 381 |
| Figura 14.24: Aplicaciones en cascada para la energía geotérmica (Lagos; 2017). | 382 |
| Figura 14.25: Esquema conceptual de una planta geotérmica de vapor seco (Lagos; 2017). | 385 |
| Figura 14.26: Esquema conceptual de una planta de vapor simple flash (Lagos; 2017). | 387 |
| Figura 14.27: Esquema conceptual de una planta de vapor doble flash (Lagos; 2017). | 388 |
| Figura 14.28: Esquema conceptual de una planta de ciclo binario (Lagos; 2017). | 390 |
| Figura 14.29: Esquema conceptual del ciclo orgánico de Rankine (Lagos; 2017). | 391 |
| Figura 14.30: Temperatura del punto de pellizco (T_p) (modificado de Lagos; 2017). | 395 |
| Figura 14.31: Planta de generación hidroeléctrica de pasada (Run of River – RoR) (Kumar; 2011). | 406 |
| Figura 14.32: Planta de generación hidroeléctrica con reservorio, embalse, represa o dique (Kumar; 2011). | 407 |
| Figura 14.33: Esquema de almacenaje por bombeo (Kumar; 2011). | 408 |
| Figura 14.34: Planta de generación hidroeléctrica “in-stream” usando instalaciones existentes (Kumar; 2011). | 409 |
| Figura 14.35: Planta Solar Gemasolar. Andalucía. España. Fuente: Torresol Energy (Morrone CSP; 2019). | 412 |
| Figura 14.36: Planta Solar Noor Ouarzazate I. Uarzazate, Marruecos. Fuente: SENER (Morrone CSP; 2019). | 413 |
| Figura 14.37: Planta Solar Puerto Errado 2. Murcia, España. Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (Morrone CSP; 2019). | 415 |
| Figura 14.38: Planta Solar Maricopa. Peoria, Arizona, Estados Unidos. Fuente: Power Technology (Morrone CSP; 2019). | 416 |
| Figura 14.39: Planta SFV San Juan I, San Juan, Argentina. Fuente: EPSE (Morrone SFV; 2019). | 419 |
| Figura 14.40: Relación entre longitud de onda, intensidad de la radiación y temperatura del emisor (Morrone SFV; 2019). | 420 |
| Figura 14.41: Mapa de Irradiación Global Horizontal (Fuente: SOLARGIS CELDAS FOTVOLTAICAS | 421 |
| Figura 14.42: Modelo de celda SFV simplificado (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems; Morrone SFV; 2019). | 422 |
| Figura 14.43: Esquema de una celda de silicio cristalino. Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems (Morrone SFV; 2019). | 423 |
| Figura 14.44: Tecnologías desarrolladas para mejorar la eficiencia de las celdas fotovoltaicas de silicio cristalino. (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems | 423 |
| Figura 14.45: Diferentes tecnologías de celdas de capa delgada (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems | 424 |

Figura 14.46: (a) Seguidor de un eje; (b) Seguidor de dos ejes (Fuente: IMEDEXA; Morrone SFV; 2019). 425

Lista de tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 4.1: población por Municipios de la provincia del Neuquén, año 2010. | 27 |
| Tabla 4.2: Población Urbana y Rural de la provincia del Neuquén; INDEC-Censo 2010. | 30 |
| Tabla 4.3: Población indígena u originaria por área urbana o rural, según pueblo indígena u originario. Provincia del Neuquén, año 2010 (Fuente: INDEC. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010). | 32 |
| Tabla 4.4: Comunidades Mapuches registradas en la provincia del Neuquén por Paraje y Departamento. | 34 |
| Tabla 5.1: Generación de electricidad por fuentes No Renovables. | 36 |
| Tabla 7.1.1: Distribución por zonas de los aserraderos en la provincia del Neuquén. | 49 |
| Tabla 7.1.2: Aserraderos por Departamentos abarcados en cada Zona. | 50 |
| Tabla 7.1.3: Energía calórica bruta considerando una regionalización (zobas) como la propuesta por Laharrague. | 53 |
| Tabla 7.1.4: Energía generada anual en GWh por tipo de proceso, considerando la regionalización de Laharrague. | 53 |
| Tabla 7.1.5: Potencia para cada zona considerando la tecnología de generación GCC. | 54 |
| Tabla 7.1.6: Características generales del biogás (Varnero; 2011) | 56 |
| Tabla 7.1.7: Cabezas de ganado por especies y escala de extensión de la provincia del Neuquén. | 57 |
| Tabla 7.1.8: Producción de biogás por tipo de residuo animal. | 57 |
| Tabla 7.1.9: Cabezas de ganado bobino en <i>feedlot</i> provincia del Neuquén. | 58 |
| Tabla 7.1.10: Producción de biogás por tipo de residuo animal Bobino en <i>feedlot</i> en la provincia del Neuquén. | 58 |
| Tabla 7.1.11: Potencia obtenida estiércol de ganado bobino en <i>feedlot</i> . | 59 |
| Tabla 7.1.12: Factores de capacidad y promedios ponderado de proyectos bioenergéticos de generación de energía por país o región, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020). | 66 |
| Tabla 7.1.13: Costos y LCOE (Anexo A) calculado de las plantas de generación por residuos forestales de 1 MW. | 71 |
| Tabla 7.1.14: Costos y LCOE (Anexo A) calculado de las plantas de generación por residuos ganaderos (excremento) de 1 MW. | 72 |
| Tabla 7.1.15: Variabilidad y tendencia central del Ciclo de vida de emisiones de GEI por tecnología de generación para Residuos forestales por kilovatio generado (EPRI; 2013). | 78 |
| Tabla 7.1.16: Variabilidad y tendencia central del Ciclo de vida de emisiones de GEI por tecnología de generación para Residuos de animales por kilovatio generado (EPRI; 2013). | 78 |
| Tabla 7.1.17: Emisiones anuales de GEI considerando el potencial de generación por Bioenergías. | 79 |
| Tabla 7.1.18: Emisiones anuales de GEI para la generación por Residuo forestal. | 79 |
| Tabla 7.2.1: Estimación de superficie y porcentaje, respecto al total de la provincia del Neuquén, según clases de viento. | 87 |
| Tabla 7.2.2: Potencial estimado de generación de energía eléctrica por energía eólica, considerando el 0,1% del área de la superficie de la provincia del Neuquén. | 88 |
| Tabla 7.2.3: Factores de capacidad promedio por países entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 95 |
| Tabla 7.2.4: Costo nivelado promedio ponderado (LCOE) regional entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020) | 102 |
| Tabla 7.2.5: Costos de los parques eólicos de 100 MW (0,1 GW) y LCOE calculado. | 103 |
| Tabla 7.2.6: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los parques eólicos. | 108 |
| Tabla 7.2.7: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los parques eólicos considerando su potencial. | 108 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 7.3.1: Manifestaciones de fuentes termales de la provincia del Neuquén. | 112 |
| Tabla 7.3.2: Conductividad térmica de rocas de los reservorios geotérmicos (elaboración propia; Fuente: Lagos; 2017). | 115 |
| Tabla 7.3.3: Datos del yacimiento geotérmico Copahue (o Copahue-Caviahue) – Grupo 1. | 121 |
| Tabla 7.3.4: Datos del yacimiento geotérmico Copahue – Grupo 2. | 121 |
| Tabla 7.3.5: Datos del yacimiento geotérmico Copahue – Grupo 1 para cálculo Ciclo Flash Simple. | 122 |
| Tabla 7.3.6: Datos del yacimiento geotérmico Copahue – Grupo 2 para cálculo Ciclo Flash Simple. | 122 |
| Tabla 7.3.7: Datos termodinámicos del fluido geotérmico asociado a los estados del ciclo Flash simple. | 122 |
| Tabla 7.3.8: Cálculos para la obtención del potencial de energía eléctrica. | 123 |
| Tabla 7.3.9: Potencial de energía eléctrica. | 123 |
| Tabla 7.3.10: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 1. | 125 |
| Tabla 7.3.11: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 2. | 125 |
| Tabla 7.3.12: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 1 para cálculo Ciclo Flash Simple. | 126 |
| Tabla 7.3.13: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 2 para cálculo Ciclo Flash Simple. | 126 |
| Tabla 7.3.14: Datos termodinámicos del fluido geotérmico asociado a los estados del ciclo Flash simple. | 126 |
| Tabla 7.3.15: Cálculos preliminares para la obtención del potencial de energía eléctrica. | 127 |
| Tabla 7.3.16: Potencial de energía eléctrica yacimiento Domuyo ($R_g = 5\%$). | 127 |
| Tabla 7.3.17: Potencial de energía eléctrica yacimiento Domuyo ($R_g = 15\%$). | 127 |
| Tabla 7.3.18: Datos del yacimiento geotérmico Copahue para el yacimiento Epulafquen – Grupo 1 para cálculo Ciclo Flash Simple. | 129 |
| Tabla 7.3.19: Datos del yacimiento geotérmico Copahue para el yacimiento Epulafquen – Grupo 2 para cálculo Ciclo Flash Simple. | 129 |
| Tabla 7.3.20: Datos termodinámicos del fluido geotérmico asociado a los estados del ciclo Flash simple. | 130 |
| Tabla 7.3.21: Cálculos preliminares para la obtención del potencial de energía eléctrica. | 130 |
| Tabla 7.3.22: Potencial de energía eléctrica yacimiento Epulafquen ($R_g = 1\%$). | 130 |
| Tabla 7.3.23: Potencial de energía eléctrica yacimiento Epulafquen ($R_g = 15\%$). | 131 |
| Tabla 7.3.24: Potenciales de generación de energía eléctrica para los yacimientos geotérmicos considerados. | 131 |
| Tabla 7.3.25: Costos de las plantas flash de 10 MW y 100MW. Y LCOE calculado. | 137 |
| Tabla 7.3.26: Emisiones de gases asociados a la energía geotérmica y por no renovables. | 140 |
| Tabla 7.3.27: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los yacimientos geotérmicos. | 143 |
| Tabla 7.3.28: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los yacimientos geotérmicos considerando su potencial. | 143 |
| Tabla 7.4.1: Clasificación de acuerdo a la potencia instalada. | 144 |
| Tabla 7.4.2: Clasificación de acuerdo al salto de diseño. | 144 |
| Tabla 7.4.3: Potencia posible de generar por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén. | 147 |
| Tabla 7.4.4: Potencia existente por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén. | 148 |
| Tabla 7.4.5: Datos característicos del río Barrancas, primer tramo Laguna Cari Lauquen – confluencia con río Grande. | 152 |
| Tabla 7.4.6: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Barrancas desde la Laguna Cari Lauquen hasta la proximidad en la confluencia con el río Grande. | 152 |
| Tabla 7.4.7: Datos característicos del Río Colorado, en el segundo tramo desde la proximidad de la confluencia de los ríos Barrancas y Grande hasta la localidad de Octavio Pico. | 154 |
| Tabla 7.4.8: Potencia esperada obtener del segundo tramo sobre el río Colorado desde la proximidad de la confluencia de los ríos Barrancas y Grande hasta la localidad de Octavio Pico. | 154 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 7.4.9: Datos característicos del río Neuquén, para el primer tramo Estación Rahueco – Estación Paso de Indios. | 156 |
| Tabla 7.4.10: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Neuquén desde la Estación Rahueco – Estación Paso de Indios. | 156 |
| Tabla 7.4.11: Río Neuquén, segundo tramo Estación Paso de Indios – confluencia con río Limay. | 158 |
| Tabla 7.4.12: Potencia esperada obtener del segundo tramo Estación Paso de Indios – Dique portezuelo, río Neuquén. | 158 |
| Tabla 7.4.13: Río Neuquén, segundo tramo Estación Chañar – confluencia con río Limay. | 160 |
| Tabla 7.4.14: Potencia esperada obtener del segundo tramo Estación Chañar – confluencia con río Limay, del río Neuquén. | 160 |
| Tabla 7.4.15: Datos característicos del río Limay, primer tramo nacimiento del río Limay hasta el primer Dique Alicurá. | 163 |
| Tabla 7.4.16: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Limay desde el nacimiento del río Limay hasta el primer Dique Alicurá. | 163 |
| Tabla 7.4.17: Datos característicos del río Limay, segundo tramo desde el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Ramos Mexía) | 165 |
| Tabla 7.4.18: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Limay desde segundo tramo desde el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Ramos Mexía). | 165 |
| Tabla 7.4.19: Datos característicos del río Limay, tercer tramo desde el Dique Arroyito hasta confluencia con el río Neuquén. | 167 |
| Tabla 7.4.20: Potencia esperada obtener del tercer tramo del río Limay desde el Dique Arroyito hasta confluencia con el río Neuquén. | 167 |
| Tabla 7.4.21: potencia a generar en los tramos considerados en cada uno de los ríos, Barrancas-Colorado, Neuquén y Limay. | 168 |
| Tabla 7.4.22: Costos totales de instalación por componente y capacidades promedio ponderado (IRENA; 2020). | 172 |
| Tabla 7.4.23: Costos totales instalados por proyecto y promedio ponderado por rango de capacidad, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020). | 174 |
| Tabla 7.4.24: Factores de capacidad y capacidades promedio ponderada para grandes proyectos por país / región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 178 |
| Tabla 7.4.25: Factores de capacidad y capacidades promedio ponderada para pequeños proyectos por país / región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 179 |
| Tabla 7.4.26: Costos de O&M por categoría (IRENA; 2020). | 180 |
| Tabla 7.4.27: Costos nivelados (LCOE) para Grandes Proyectos. | 183 |
| Tabla 7.4.28: Costos nivelados (LCOE) para Pequeños Proyectos. | 184 |
| Tabla 7.4.29: Tipos de proyectos hidroeléctricos y sus aspectos positivos y negativos, ambientales y sociales. | 186 |
| Tabla 7.4.30: Rango de emisiones brutas de CO ₂ y CH ₄ en ambientes boreales, templados y tropicales. | 192 |
| Tabla 7.4.31: Rango de emisiones brutas de CO ₂ y CH ₄ en ambientes boreales y templados considerados para los cálculos. | 194 |
| Tabla 7.4.32: Cálculo de gramos de CO ₂ equivalentes por kWh para algunas centrales hidroeléctricas existentes y proyectadas. | 194 |
| Tabla 7.4.33: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación potencial de energía hidroeléctrica. | 195 |
| Tabla 7.4.34: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación existente de energía hidroeléctrica. | 196 |
| Tabla 7.5.1: Promedio mensual de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en la provincia del Neuquén. | 204 |
| Tabla 7.5.2: Potencia asociada al 0,1% de la superficie irradiada. | 204 |
| Tabla 7.5.3: Potencia ajustada a los factores de capacidad (FC de IRENA) para cada tipo de sistema de generación, Solar de concentración (CSP) y solar fotovoltaico (SFV). | 205 |
| Tabla 7.5.4: Costos estimados de O&M, incluidos seguros, para 2019 (IRENA; 2020). | 212 |
| Tabla 7.5.5: Costos totales instalados de los sectores residencial y comercial en distintos países, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 221 |
| Tabla 7.5.6: Factores de capacidad globales promedio ponderado, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020) | 222 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 7.5.7: Costos nivelados de la electricidad (LCOE) para los sectores residencial y comercial para distintos países o estados, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020). | 228 |
| Tabla 7.5.8: Costos de instalación, O&M y LCOE de CSP. | 229 |
| Tabla 7.5.9: Costos de instalación, O&M y LCOE de SFV. | 229 |
| Tabla 7.5.10: Parámetros de armonización de LCA. | 230 |
| Tabla 7.5.11: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía solar de concentración (CSP) para plantas de 1 GW. | 236 |
| Tabla 7.5.12: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía solar fotovoltaica (SFV) para plantas de 1 GW. | 236 |
| Tabla 7.5.13: Toneladas de CO ₂ equivalente anual para la generación de energía solar de concentración (CSP) y fotovoltaica (SFV) considerando el 0,1% área de la superficie irradiada de la provincia del Neuquén. | 236 |
| Tabla 8.1: Indicador de empleo directo de energías renovables y Estimación de empleo generado en EE UU, para dos tipos de fuente de energía: la geotermia y el gas natural, durante las fases de construcción e instalación y operación y mantenimiento. | 239 |
| Tabla 8.2: Potencial de puesto de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento (O&M). | 240 |
| Tabla 8.3: Potencial de puesto de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento considerando los potenciales de generación relevados. | 241 |
| Tabla 8.4: Potencial de puesto de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento considerando los potenciales de generación relevados. | 241 |
| Tabla 9.1: Costos nivelados de la energía (LCOE) para las distintas fuentes energéticas. | 244 |
| Tabla 9.2: Costos nivelados de la energía (LCOE) para las distintas fuentes energéticas. | 244 |
| Tabla 9.3: Toneladas de CO ₂ equivalente por año, para cada tipo de fuente energética para los potenciales de generación eléctrica obtenidos. | 256 |
| Tabla 9.4: Potencial de puestos de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento considerando los potenciales de generación relevados para las fuentes energéticas No hidrocarburo (No HC) versus la fuente energética hidrocarburo gas natural (GN). | 265 |
| Tabla 10.1: Población para cada Región considerada y Departamento provincial considerando en Censo de 2010 y una proyección de la población para el 2019 según datos del INDEC. | 269 |
| Tabla 10.2: Potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada. | 272 |
| Tabla 10.3: Potenciales de generación obtenidos por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada. | 272 |
| Tabla 10.4: Potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada, sin Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 273 |
| Tabla 10.5: Potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada, sin Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 273 |
| Tabla 10.6: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética. | 274 |
| Tabla 10.7: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Norte. | 274 |
| Tabla 10.8: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Centro. | 275 |
| Tabla 10.9: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Sur. | 275 |
| Tabla 10.10: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Norte, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 275 |
| Tabla 10.11: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Centro sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 276 |
| Tabla 10.12: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Sur, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 276 |
| Tabla 10.13: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO ₂ anual para la Zona Norte. | 277 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 10.14: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO ₂ anual para la Zona Centro. | 277 |
| Tabla 10.15: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO ₂ anual para la Zona Sur. | 278 |
| Tabla 10.16: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO ₂ anual para la Zona Norte, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 278 |
| Tabla 10.17: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO ₂ anual para la Zona Centro, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 279 |
| Tabla 10.18: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO ₂ anual para la Zona Sur, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP. | 279 |
| Tabla 10.19: Empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética para la Zona Norte. | 280 |
| Tabla 10.20: Empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética para la Zona Centro. | 280 |
| Tabla 10.21: Empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética para la Zona Sur. | 281 |
| Tabla 11.1: Representación gráfica de la densidad de distribución de las adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país por cada Región (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 296 |
| Tabla 11.2: Proyecto adjudicado de energía Eólica para la provincia del Neuquén por una potencia de 75 MW y un precio de 53,88 USD / MWh de las Rondas 1, 1,5 y 2 (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 297 |
| Tabla 11.3: Proyectos adjudicados y precios para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 297 |
| Tabla 11.4: Proyectos de energía Biomasa/Biogás y Pequeño Hidro adjudicados, potencia (MW) y precios (USD / MWh) para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 298 |
| Tabla 11.5: Proyectos de energía Eólica adjudicados, potencia (MW) y precios (USD / MWh) para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 298 |
| Tabla 11.6: Proyectos de energía Solar adjudicados, potencia (MW) y precios (USD / MWh) para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). | 299 |
| Tabla 12.1: Comparativa de costos nivelados de la energía (LCOE) con los valores promedios de LCOE de IRENA para las distintas fuentes energéticas. | 301 |
| Tabla 12.2: Resumen de resultados por zonas de potencia a instalar, energía generada, costos, emisiones GEI y empleo, asociados a las fuentes de generación eléctricas geotérmica, PAH y residuo biomasa para satisfacer la demanda de poblaciones rurales | 303 |
| Tabla 14.1: Costos y LCOE calculado de las plantas de generación por residuos forestales de 1 MW (1000 kW) (elaboración propia). | 315 |
| Tabla 14.2: Datos cálculo LCOE Biomasa – Residuo forestal (elaboración propia). | 315 |
| Tabla 14.3: Valores de LCOE para la generación por residuos forestales para capacidades de 1 MW (1000 kW) (elaboración propia). | 316 |
| Tabla 14.4: Costos y LCOE calculado de las plantas de generación por residuos ganaderos (excremento) de 1 MW (1000 kW) (elaboración propia). | 316 |
| Tabla 14.5: Datos cálculo LCOE Biomasa – Residuo ganadero (elaboración propia). | 317 |
| Tabla 14.6: Valores de LCOE para la generación residuos ganaderos para capacidades de 1 MW (1000 kW) (elaboración propia). | 317 |
| Tabla 14.7: Costos de los parques eólicos de 1 GW (1000 MW). Y LCOE calculado (elaboración propia). | 318 |
| Tabla 14.8: Datos cálculo LCOE Eólica (elaboración propia). | 318 |
| Tabla 14.9: LCOE calculado para los parques eólicos de 1 GW (1000 MW) (elaboración propia). | 319 |
| Tabla 14.10: Costos de las plantas flash de 10 MW y 100MW. Y LCOE calculado (elaboración propia). | 320 |
| Tabla 14.11: Datos cálculo LCOE Geotermia (elaboración propia). | 320 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 14.12: Cálculo de LCOE para las plantas de 10 MW y 100 MW (elaboración propia). | 321 |
| Tabla 14.13: Costos nivelados (LCOE) para Grandes Proyectos (elaboración propia). | 322 |
| Tabla 14.14: Datos para el cálculo de LCOE para Hídrico Grandes Proyectos (elaboración propia). | 322 |
| Tabla 14.15: LCOE para Hídrico Grandes Proyectos (elaboración propia). | 323 |
| Tabla 14.16: Costos nivelados (LCOE) para Pequeños Proyectos (elaboración propia). | 323 |
| Tabla 14.17: Datos cálculo LCOE Hídrico Pequeños Proyectos (elaboración propia). | 324 |
| Tabla 14.18: LCOE para Hídrico Pequeños Proyectos (elaboración propia). | 324 |
| Tabla 14.19: Costos nivelados de la Planta CSP de 1GW (elaboración propia). | 325 |
| Tabla 14.20: Datos cálculo LCOE CSP (elaboración propia). | 325 |
| Tabla 14.21: LCOE para la Planta de CSP de 1 GW (elaboración propia). | 326 |
| Tabla 14.22: Costos nivelados de la Planta SFV de 1GW (elaboración propia). | 326 |
| Tabla 14.23: Datos cálculo LCOE SFV (elaboración propia). | 327 |
| Tabla 14.24: LCOE para Planta SFV de 1 GW (elaboración propia). | 327 |
| Tabla 14.25: Clasificación de algunos procesos pirolíticos. | 350 |
| Tabla 14.26: Clasificación de los procesos termoquímicos. | 351 |
| Tabla 14.27: Gradientes geotérmicos y flujo de calor. | 374 |
| Tabla 14.28: Tipos de tecnologías en centrales geotérmicas. | 383 |
| Tabla 14.29: Tipos de tecnologías en centrales geotérmicas. | 391 |
| Tabla 14.30: Parámetros del Grupo 1 para cálculos del método volumétrico. | 402 |
| Tabla 14.31: Parámetros del Grupo 2 para cálculos del método volumétrico. | 402 |
| Tabla 14.32: Comparación entre distintos fluidos de transferencia de calor (HTF) (elaboración propia; Fuente: Morrone CSP; 2019). | 417 |
| Tabla 14.33: Comparación de tecnologías de almacenamiento térmico. | 418 |

1. Introducción

El presente trabajo tiene como objeto plasmar la posibilidad de desarrollo energético que posee la provincia del Neuquén para atender las demandas de suministro de energía eléctrica por medio del desarrollo de las fuentes de energía renovables presentes en la provincia. El eje central del desarrollo energético se dirige al aprovisionamiento de energía eléctrica en gran escala (sistema interconectado nacional) con especial preocupación por las poblaciones que no cuentan, o cuentan con un acceso al servicio de energía eléctrica deficiente o discontinuo. Esto se dirige en el camino de la posibilidad de contar con una matriz energética diversificada y sustentable, al menos a una escala regional o local, afin al origen de los recursos energéticos renovables. En este sentido se realizó una identificación de las fuentes energéticas renovables presentes en la Provincia en general y con especial atención a aquellas que se destacan por su especificidad regional, como son la energía hidroeléctrica, la energía geotérmica y particulares opciones de aprovechamientos de biomasa.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

- Identificar los recursos energéticos renovables aprovechables para la generación de energía eléctrica en la provincia del Neuquén y estudiar el impacto en la matriz energética de generación eléctrica provincial, como así también, su impacto social y económico regional.

2.2. Objetivos específicos

- Identificar los recursos energéticos renovables y factibilidad técnico-económica-ambiental de su desarrollo para la generación de energía eléctrica en regiones dispersas y/o aisladas.
- Análisis comparativo de inversiones, de generación, y de mantenimiento de fuentes de generación eléctrica renovable frente a la fuente energética de generación térmica convencional actual.
- Incluir en la medida de lo posible y como objetivo secundario, el impacto ambiental de la implementación de las fuentes renovables de energía para la generación eléctrica, y de las fuentes vigentes en la provincia. Comparación en la emisión de gases de efecto invernadero, medidas en términos de dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq.).
- Reflexionar sobre disponibilidad de fuentes en la provincia, la necesidad de su desarrollo, versus las demandas insatisfechas.
- Identificar el peso relativo de los proyectos aprobados/otorgados en Neuquén frente al resto del país.

3. Estrategia metodológica

El tipo de investigación es de carácter aplicado, donde se utilizará un diseño e investigación de tipo descriptivo (Sabino; 1992). Los datos requeridos y utilizados serán de tipo Secundario tanto cuantitativos como cualitativos, con información histórica, actual y elementos prospectivos o estimaciones. Para el desarrollo del presente trabajo se recopilará información sobre los recursos energéticos renovables presentes en la provincia, que estén desarrollados, por desarrollarse, o bien, con posibilidad de desarrollo. Para esto se buscará la información técnica que desarrolle la potencialidad del recurso energético renovable, costos de inversión, generación y mantenimiento de los recursos energéticos; y la comparación con alternativas de provisión de energía eléctrica vigentes en la provincia. A modo de ejemplo, extender la provisión del servicio de energía eléctrica por la ampliación de la red interconectada provincial. Sin dejar de lado el beneficio de garantizar la provisión de energía eléctrica a sectores o regiones provinciales vulnerables a cortes en su suministro, por factores de índole climáticas, o simplemente de excesiva demanda de regiones con mayores consumos o prioridades, si fuera el caso. Además, brindarles a estas regiones marginales del sistema central de provisión, una cierta autonomía sobre sus posibilidades de abastecimientos de sus demandas de energía eléctrica.

Se propone un análisis de tipo comparativo de la provincia del Neuquén frente a otras provincias sobre desarrollos de energía renovables.

Se complementará el empleo de información secundaria con entrevistas a informantes calificados¹.

3.1. Delimitación del área temática

Campo de estudio:

- Descripción de Energías renovables seleccionadas: biomasa (biogás), eólica, geotermia, centrales hidráulicas y solar.
- Análisis de su respectivo potencial de aprovechamiento a nivel regional
- Estudio económico del desarrollo de las fuentes energéticas renovables identificadas en cada región y su impacto socio-económico regional.

¹ Se ha entrevistado al Dr. Luis Mas, docente de la Facultad de Ingeniería, quien ha estado involucrado distintos proyectos referentes al desarrollo de proyectos de energía solar, eólica y geotermia en la provincia del Neuquén.

- Requerimientos de generación de electricidad para sectores de consumo final.

A continuación de esta breve introducción y delimitación del estudio, se presenta en el **capítulo 4** la población en estudio, donde se detalla la población objeto del abastecimiento de energía, destacando la población urbana, rural y las comunidades aborígenes.

En los **capítulos 5 y 6** se presenta el estado de situación y planteo del problema – incluyendo una entrevista en profundidad al Dr. Luis Mas, quien cuenta con vasta experiencia en los temas inherentes con los desarrollos de proyectos de energía renovables en la provincia del Neuquén.

En el **capítulo 7**, se analizan en detalle las fuentes energéticas de generación eléctrica seleccionadas de la provincia del Neuquén, formulando algunas comparaciones en base a información de diversas categorías de costos: de instalación o inversión inicial, de operación y mantenimiento (O&M), nivelado ponderado de la energía eléctrica, costos de generación, etc.,. Se ha recurrido principal y extensivamente a la publicación de IRENA (IRENA; 2020), que si bien no posee datos específicos de la Republica Argentina, incluye comparación diversa de utilidad, representando el estado del arte en el aspecto de los costos. En este capítulo, se aborda e incluye la dimensión ambiental a partir de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a través del Ciclo de vida armonizado de las emisiones de GEI (LCAH). Cabe señalar, que en particular para los casos de la energía Eólica y Solar se tomó como criterio, a los fines de los cálculos y desarrollo del análisis del presente trabajo, un porcentaje de la superficie territorial de la provincia del Neuquén, lo cual permite contar con un orden de magnitud del potencial para el desarrollo.

En el **capítulo 8** se presenta la vinculación entre el desarrollo de las energías renovables a escala regional en la provincia del Neuquén y, el desarrollo socio-económico regional asociado a la generación o demanda de empleo.

En el **capítulo 9** se presentan resultados comparativos de los costos nivelados de la energía (LCOE), del ciclo de vida armonizada de las emisiones de gases de efecto invernadero (LCAH) y el impacto socio-económico en lo referente a la generación de empleo asociada al desarrollo regional de las fuentes energéticas renovables.

En el **capítulo 10** se realiza una presentación comparativa de los resultados obtenidos a través de una propuesta de regionalización (zonificación), en una división en tres

zonas, Norte, Centro y Sur, de la provincia del Neuquén, en términos de la población, fuentes y potenciales de generación de energía eléctrica, fundamentalmente energías renovables, costos y emisiones de GEI asociadas y, el empleo de construcción e instalación (C&I), como así de operación y mantenimiento (O&M), demandando para el desarrollo.

En el **capítulo 11** se presentan proyectos existentes en la región para relevar el grado de madurez de las alternativas (de generación eléctrica) desarrolladas.

Para resumir este trabajo, en el **capítulo 12** se presentan las principales conclusiones y perspectivas de acción/desarrollo de las fuentes analizadas en la provincia de Neuquén.

4. Población en estudio

Se considerará para el estudio la población de la provincia de la provincia del Neuquén, considerando las respectivas divisiones en categorías por cantidad de habitantes, siendo municipios de primera, segunda y tercera categoría, correspondientes a localidades con más de 5.000, entre 5.000 hasta 1.500 habitantes y menos de 1.500 habitantes, respectivamente; además se considerarán las comunidades de pueblos originarios; que estén radicados en una proximidad adecuada para la temática, de las fuentes de energías renovables identificadas para su desarrollo.

Como se puede observar en la figura 4.1 y tabla 4.1, de los 36 municipios de la provincia solo 13 de ellos tienen una población superior a los 5.000 habitantes, por lo tanto, 63,89% de los municipios tienen una población inferior a los 5.000 habitantes (corresponden a la segunda y tercera categoría de municipios). Cabe destacar que la mayor concentración de población está en la ciudad de Neuquén con 231.780 habitantes al año 2010 (Fuente: Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia del Neuquén, año 2010).

Tabla 4.1: población por Municipios de la provincia del Neuquén, año 2010.

| Categoría/Municipio | Año |
|--------------------------|------------------|
| | 2010 |
| Primera Categoría | Población |
| Centenario | 34.421 |
| Chos Malal | 13.123 |
| Cutral Co | 36.162 |
| Junín de los Andes | 13.086 |
| Neuquén | 231.780 |
| Plaza Huincul | 13.532 |
| Plottier | 33.600 |
| Rincón de los Sauces | 19.398 |
| San Martín de los Andes | 28.599 |
| San Patricio del Chañar | 7.457 |
| Senillosa | 8.130 |
| Villa La Angostura | 11.063 |
| Zapala | 32.355 |

| Segunda Categoría | Población |
|--------------------------|------------------|
| Aluminé | 4.861 |
| Andacollo | 2.653 |
| Añelo | 2.689 |
| Buta Ranquil | 3.136 |
| Las Lajas | 4.964 |
| Loncopué | 5.010 |
| Mariano Moreno | 2.205 |
| Picún Leufú | 3.642 |
| Piedra del Águila | 3.689 |
| Vista Alegre | 3.178 |
| | |
| Tercera Categoría | Población |
| Bajada del Agrio | 884 |
| Barrancas | 1.146 |
| Caviahue-Copahue | 608 |
| El Cholar | 983 |
| El Huecú | 1.391 |
| Huinganco | 1.010 |
| Las Coloradas | 880 |
| Las Ovejas | 1.316 |
| Los Miches | 612 |
| Taquimilán | 705 |
| Tricao Malal | 712 |
| Villa El Chocón | 1.174 |
| Villa Pehuenia | 1.611 |
| Manzano Amargo | 334 |
| Chorriaca | 403 |
| Arroyito | 90 |
| Octavio Pico | 113 |
| Varvaco | 445 |
| Quili Malal | 23 |
| Ramón Castro | 125 |
| Los Catutos | 229 |
| Mari Menuco | 82 |
| Moquehue | 270 |
| Santo Tomás | 240 |
| Paso Aguerre | 207 |
| Villa Traful | 356 |

Fuente: elaboración propia en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén año 2010.



Figura 4.1: Mapa de la provincia del Neuquén con detalle de poblaciones de primera, segunda y tercera categoría (elaboración propia en QGIS en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

#: QGIS: Geographical information system (GIS) software QGIS. QGIS is subject to the GNU General Public License. More information is available on the QGIS homepage, <https://www.qgis.org>.

4.1. Población rural y urbana de la provincia del Neuquén

Si bien la provincia del Neuquén se destaca por su urbanización en los grandes centros de aglomeración de la población, como por ejemplo las ciudades de Plottier, Centenario o la misma Capital de la provincia, la ciudad de Neuquén. Está muy presente una fracción de la población rural en el desarrollo cotidiano de las actividades regionales o locales en las zonas alejadas de los grandes centros poblaciones, como pueden ser las localidades de Las Ovejas, Varvaco, Octavio Pico, entre otras. En la tabla 4.2 se presentan los datos de población urbana y rural para la provincia del Neuquén y el país, según el Censo del año 2010. Mientras que en la figura 4.2 se presentan de manera comparativa los valores de población urbana y rural de la provincia.

Tabla 4.2: Población Urbana y Rural de la provincia del Neuquén; INDEC-Censo 2010.

| Departamento | Población - Censo 2010 | | | | |
|------------------------------|------------------------|----------------|---------------|------------|-----------|
| | Total | Urbana | Rural | % Urbana | % Rural |
| Aluminé | 8.306 | 4.591 | 3.715 | 55% | 45% |
| Añelo | 10.786 | 8.923 | 1.863 | 83% | 17% |
| Catán Lil | 2.155 | 739 | 1.416 | 34% | 66% |
| Chos Malal | 15.256 | 13.092 | 2.164 | 86% | 14% |
| Collón Curá | 4.532 | 3.669 | 863 | 81% | 19% |
| Confluencia | 362.673 | 352.695 | 9.978 | 97% | 3% |
| Huiliches | 14.725 | 12.621 | 2.104 | 86% | 14% |
| Lácar | 29.748 | 27.956 | 1.792 | 94% | 6% |
| Loncopué | 6.925 | 4.877 | 2.048 | 70% | 30% |
| Los Lagos | 11.998 | 11.063 | 935 | 92% | 8% |
| Minas | 7.234 | 2.481 | 4.753 | 34% | 66% |
| Ñorquín | 4.692 | 1609 | 3.083 | 34% | 66% |
| Pehuenches | 24.087 | 21.134 | 2.953 | 88% | 12% |
| Picunches | 7.022 | 4.464 | 2.558 | 64% | 36% |
| Picún Leufú | 4.578 | 3.144 | 1.434 | 69% | 31% |
| Zapala | 36.549 | 34302 | 2.247 | 94% | 6% |
| Provincia del Neuquén | 551.266 | 507.360 | 43.906 | 92% | 8% |

| | | | | | |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|----------------------------------|------------|-----------|
| Argentina (Censo 2010) | 40.788.453 | 37.055.902 | 3.732.551^{&} | 91% | 9% |
| Argentina (Estimado 2019) | 44.938.712 | 41.339.571 | 3.599.141^{&} | 92% | 8% |

[&]: Población rural en Argentina año 2010 y 2019 tomada de la página del Banco Mundial (<https://www.bancomundial.org/es/home>).

Fuente: elaboración propia en base de datos del INDEC – Censo año 2010.

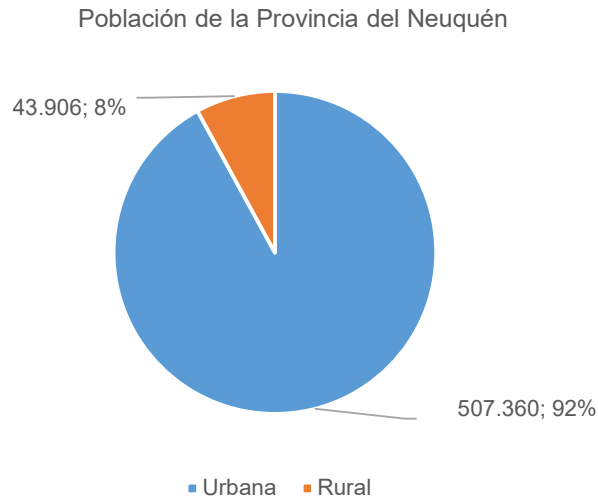


Figura 4.2: Población Urbana y Rural de la provincia del Neuquén (elaboración propia en base a datos del INDEC – Censo año 2010).
Fuente: INDEC

4.2. Poblaciones indígenas (fundamentalmente Poblaciones Mapuches)

Dentro de la provincia del Neuquén se distinguen, además de las poblaciones antes vistas, la presencia de comunidades indígenas de la etnia mapuche. En las figuras 4.4 y 4.5 se pueden observar gran parte de las comunidades, su presencia y distribución dentro de la provincia del Neuquén.

El 7,9% de la población de la provincia del Neuquén se reconoce indígena (tabla 4.2). Se trata de 43.357 personas sobre un total de 551.266 habitantes. Ese porcentaje es superior a la media nacional de 2,4%. El 91,4% de esos 43.357 habitantes se reconoció perteneciente al pueblo Mapuche, el 1,7% al Tehuelche y el 1% al Kolla. El 81,1% de la población indígena de la provincia del Neuquén vive en áreas urbanas y el 18,9% en áreas rurales. Del pueblo originario más numeroso, el Mapuche, el 79,9% vive en áreas urbanas y el 20,1% en áreas rurales (tabla 4.3 y figura 4.3) (Fuente: Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010 Censo del Bicentenario Pueblos Originarios, INDEC 2010).

Tabla 4.3: Población indígena u originaria por área urbana o rural, según pueblo indígena u originario. Provincia del Neuquén, año 2010 (Fuente: INDEC. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010).

| Pueblo indígena u originario | Población indígena u originaria | Área | |
|------------------------------|---------------------------------|---------------|--------------|
| | | Urbana | Rural |
| Total | 43.357 | 35.149 | 8.208 |
| Mapuche | 39.634 | 31.652 | 7.982 |
| Tehuelche | 738 | 681 | 57 |
| Kolla | 440 | 416 | 24 |
| Quechua | 420 | 393 | 27 |
| Aymara | 358 | 349 | 9 |
| Diaguita-Calchaquí | 346 | 337 | 9 |
| Guaraní | 306 | 282 | 24 |
| Toba | 209 | 185 | 24 |
| Wichí | 175 | 175 | – |
| Otros | 731 | 679 | 52 |

Población indígena u originaria por área urbana o rural. Provincia del Neuquén, año 2010.

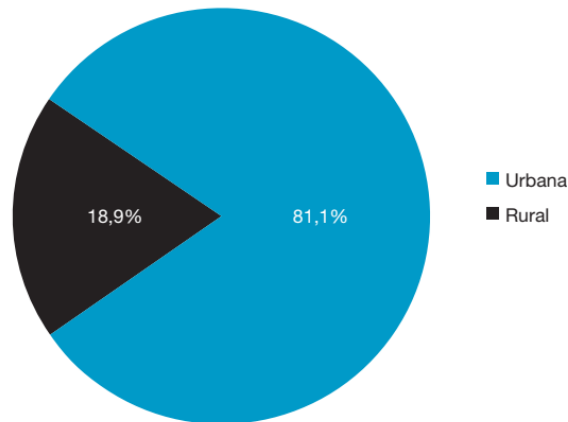


Figura 4.3: Población indígena u originaria por área urbana o rural. Provincia del Neuquén, año 2010 (Fuente: INDEC. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010)

En mayor medida su ocupación principal es la ganadería, y en menor medida la agricultura, la forestación y el turismo (Fuente: PROGRAMA DE SERVICIOS AGRÍCOLAS PROVINCIALES PROVINCIA DEL NEUQUÉN - PROYECTO: DESARROLLO PECUARIO Y COMERCIAL - PLAN DE PUEBLOS INDÍGENAS APÉNDICE III – IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL, 2011).

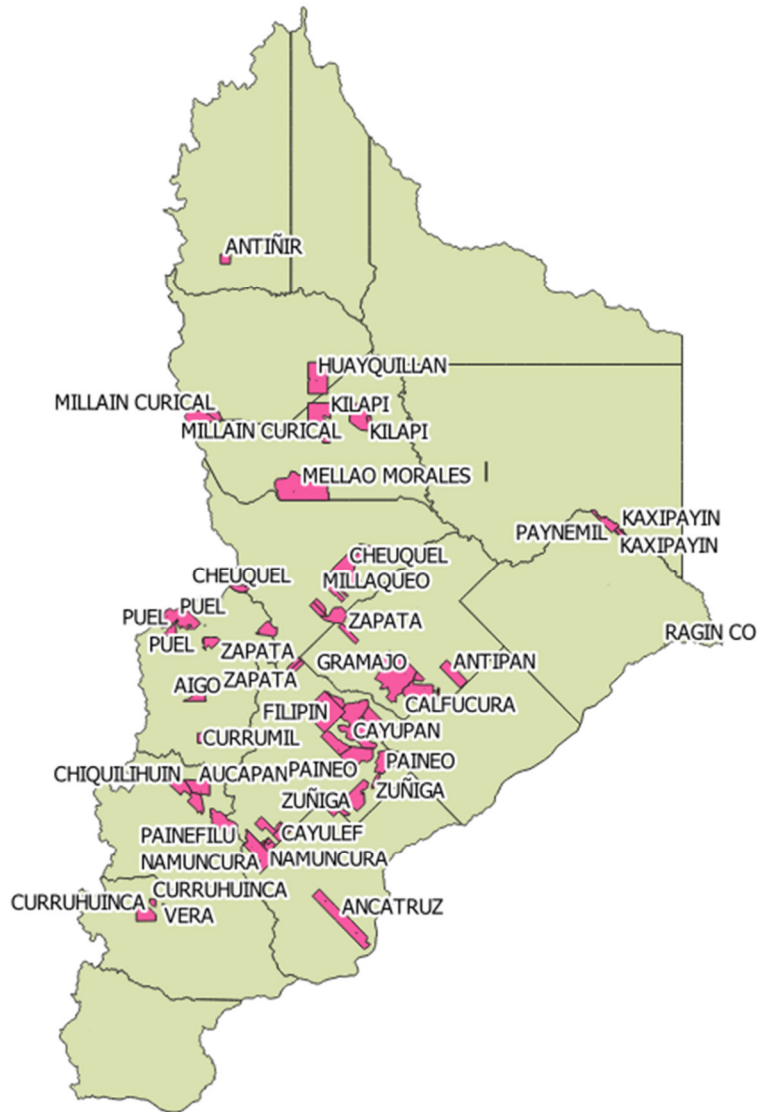


Figura 4.4: Presencia y distribución de las comunidades Mapuches en la provincia del Neuquén (elaboración propia en QGIS en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

En la tabla 4.4 se presenta la distribución de las comunidades Mapuche de Neuquén por Paraje y Departamento. Y en la figura 4.5 se puede observar su distribución espacial de las poblaciones.

Tabla 4.4: Comunidades Mapuches registradas en la provincia del Neuquén por Paraje y Departamento.

| Comunidad | Paraje | Departamento |
|-----------------|---------------------------------|--------------|
| AIGO | Paraje Ruca Choroí | Aluminé |
| ANCATRUZ | Paraje Zaina Yegua | Collon Cura |
| ANTIÑIR | Los Miches | Minas |
| ANTIPAN | Paraje La Amarga | Zapala |
| ATREUCO | Paraje Atreuco | Huiliches |
| AUCAPAN | Paraje Aucapán | Huiliches |
| CALFUCURA | Paraje Barda Negra | Zapala |
| CATALAN | Paraje Lonco Luan | Aluminé |
| CAYULEF | Paraje El Salitral | Catan Lil |
| CAYUPAN | Paraje las Cortaderas | Catan Lil |
| CHEUQUEL | Paraje Mallin de los Caballos | Picunches |
| CHIQUILIHUIN | Paraje Chiquilihuín | Huiliches |
| CURRUHUINCA | Paraje Pil Pil | Lacar |
| CURRUMIL | Paraje Quillén | Aluminé |
| FILIPIN | Pje. Chacay Co Sur | Catan Lil |
| GRAMAJO | Paraje Barda Negra Oeste | Zapala |
| HUAYQUILLAN | Paraje Colipilli | Ñorquin |
| KAXIPAYIN | Paraje Planicie Banderita | Añelo |
| KILAPI | Chorriaca | Loncopué |
| MELLAO MORALES | Paraje Cajón del Manzano | Loncopué |
| MILLAIN CURICAL | Paraje Hunca | Loncopué |
| MILLAQUEO | Paraje Los Alazanes | Picunches |
| NAMUNCURA | Paraje San Ignacio | Collon Cura |
| PAINEFILU | Paraje Malleo | Huiliches |
| PAINEO | Paraje Caychihue | Catan Lil |
| PAYNEMIL | Paraje Cerros Colorados | Confluencia |
| PUEL | Villa Pehuenia | Aluminé |
| QUINCHAO | Pje. Los Catutos, Laguna Blanca | Zapala |
| RAGIN CO | Paraje China Muerta | Confluencia |
| VERA | Paraje Trompul | Lacar |
| ZAPATA | Paraje Ñireco | Zapala |
| ZUÑIGA | Paraje El Sauce Catan Lil | Catan Lil |

Fuente: elaboración propia en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018.

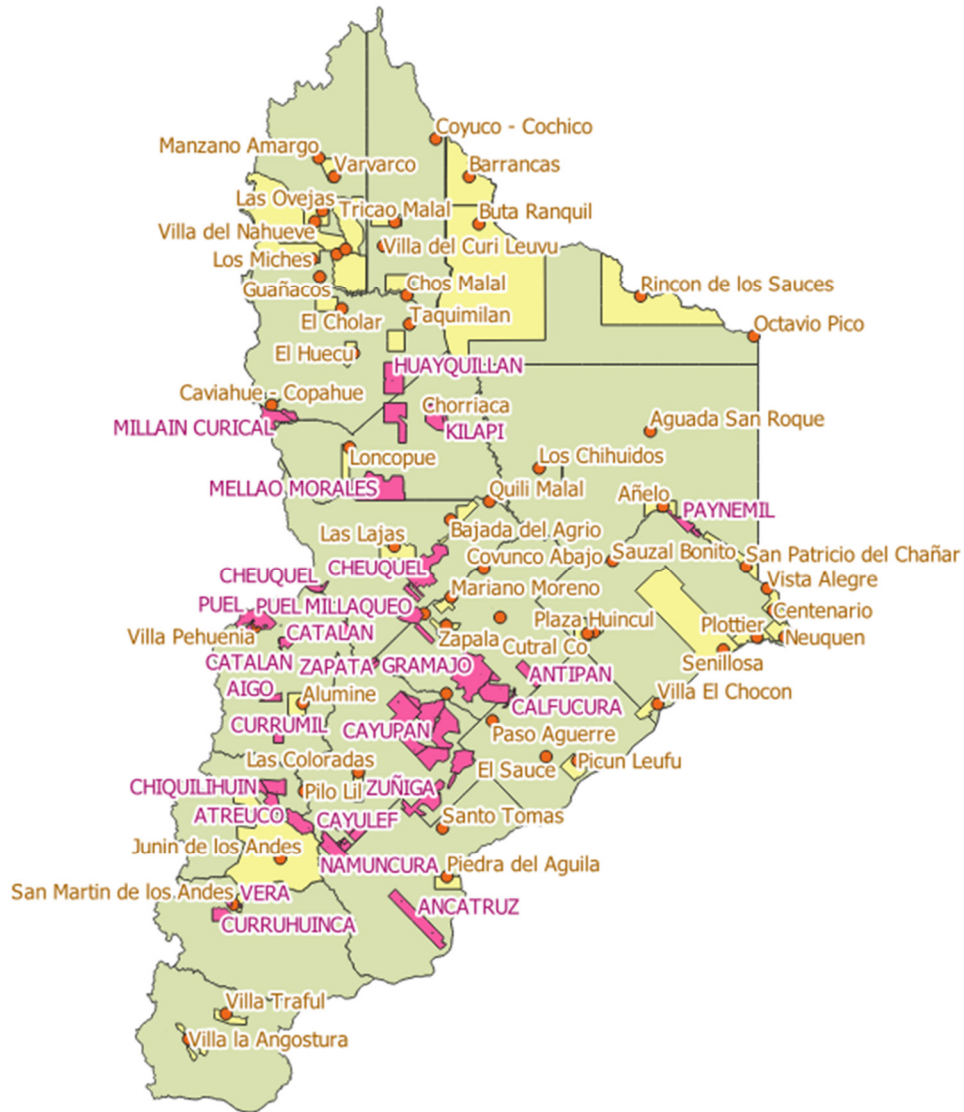


Figura 4.5: Poblaciones de la provincia del Neuquén (elaboración propia en QGIS en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

Como se puede observar en la figura 4.2 y figura 4.3, la población rural asociada a las poblaciones indígenas u originarias es del 18,9%; (Censo 2010 INDEC) sobre la base de esta población característica. Este carácter rural de las poblaciones indígenas u originarias resulta muy superior a la media de la provincia del Neuquén, del 8% (Censo 2010 INDEC). Y, por tanto, el desafío al apuntar a localidades pequeñas, es la (mayor) presencia tanto de pueblos originarios, como de población rural.

5. Estado de la situación, generación eléctrica en Neuquén

Teniendo en cuenta la matriz energética actual de la provincia del Neuquén, basada fuertemente en Centrales hidroeléctricas¹ (existentes) y Generación Térmica por combustibles fósiles, fundamentalmente generación eléctrica por gas natural (tabla 5.1 y figura 5.1). El aprovechamiento del gas en origen permitió expandir fuertemente la generación térmica en los años recientes, llevando la potencia instalada a 1.341 MW. Las seis centrales termoeléctricas de Neuquén generaron el 10,5% de la producción nacional de energía eléctrica térmica (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

Tabla 5.1: Generación de electricidad por fuentes No Renovables¹.

| Tipo | Potencia (MW) |
|------------------------------------|---------------|
| Central Hidroeléctrica | 2.529,5 |
| Térmica (por Combustibles Fósiles) | 1.341,0 |
| Total MW | 3.870,5 |

Fuente: elaboración propia en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018.

Generación eléctrica por fuentes No Renovables
(MW , %)

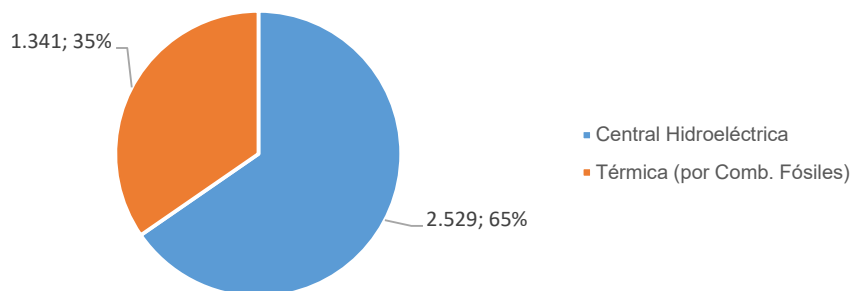


Figura 5.1 Generación eléctrica por fuentes No Renovables (en MW) (elaboración propia en base a datos del Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

¹: Nota: Se distingue la generación hidroeléctrica por grandes embalses (Gran Hidro) como generación no renovable, en términos de la emisión de GEI asociadas a la acumulación de grandes volúmenes de agua (IRENA; 2020).

Existen dos trabajos realizados por la Agencia ADI-NQN S.E.P. (Agencia de Inversiones del Neuquén) del gobierno de la provincia del Neuquén, del año 2014 y el año 2018. En el trabajo del año 2014 se hace hincapié en el desarrollo y ampliación del sistema eléctrico interconectado provincial a partir de fuentes energéticas renovables, siendo estas, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotermia y energía eólica; sin considerar el recurso energético que puede brindar la radiación solar, la biomasa y el biogás. Además solo se pretende satisfacer una demanda mayor y no específica por regiones o localidades aisladas del sistema central de provisión de energía eléctrica. Por otro lado, en el trabajo del año 2018 se hace hincapié en el desarrollo de los recursos renovables de fuentes energéticas de pequeñas centrales hidroeléctricas, geotermia, energía solar y eólica, con el objeto de atender necesidades regionales de las áreas lindantes a las fuentes energéticas renovables.

Se destacan para la generación de energía eléctrica por generación Hidráulica los proyectos de Colo Michi Có (38,4 MW), Los Guiones (24,3 MW), Butalón Norte (26,9 MW), Nahueve (4,5 MW). Cabe resaltar que estos proyectos tienen carácter de multipropósito, es decir, incluyen el desarrollo de áreas de riego, control de caudales y suministro de agua potable.

Para el desarrollo de Geotermia se identifican los proyectos Domuyo (90/100 MW) y Copahue (10/30 MW). Por generación Solar, se presenta el proyecto El Alamito (3 MW). Por generación Eólica, los proyectos La Americana (50 MW), Los Pocitos (75 MW), Vientos Neuquinos I (100 MW), Picún Leufú (100 MW), Cerro Senillosa (100 MW), Loma Jarillosa (100 MW), Añelo I (100 MW) y Añelo II (100 MW) (figura 5.2).

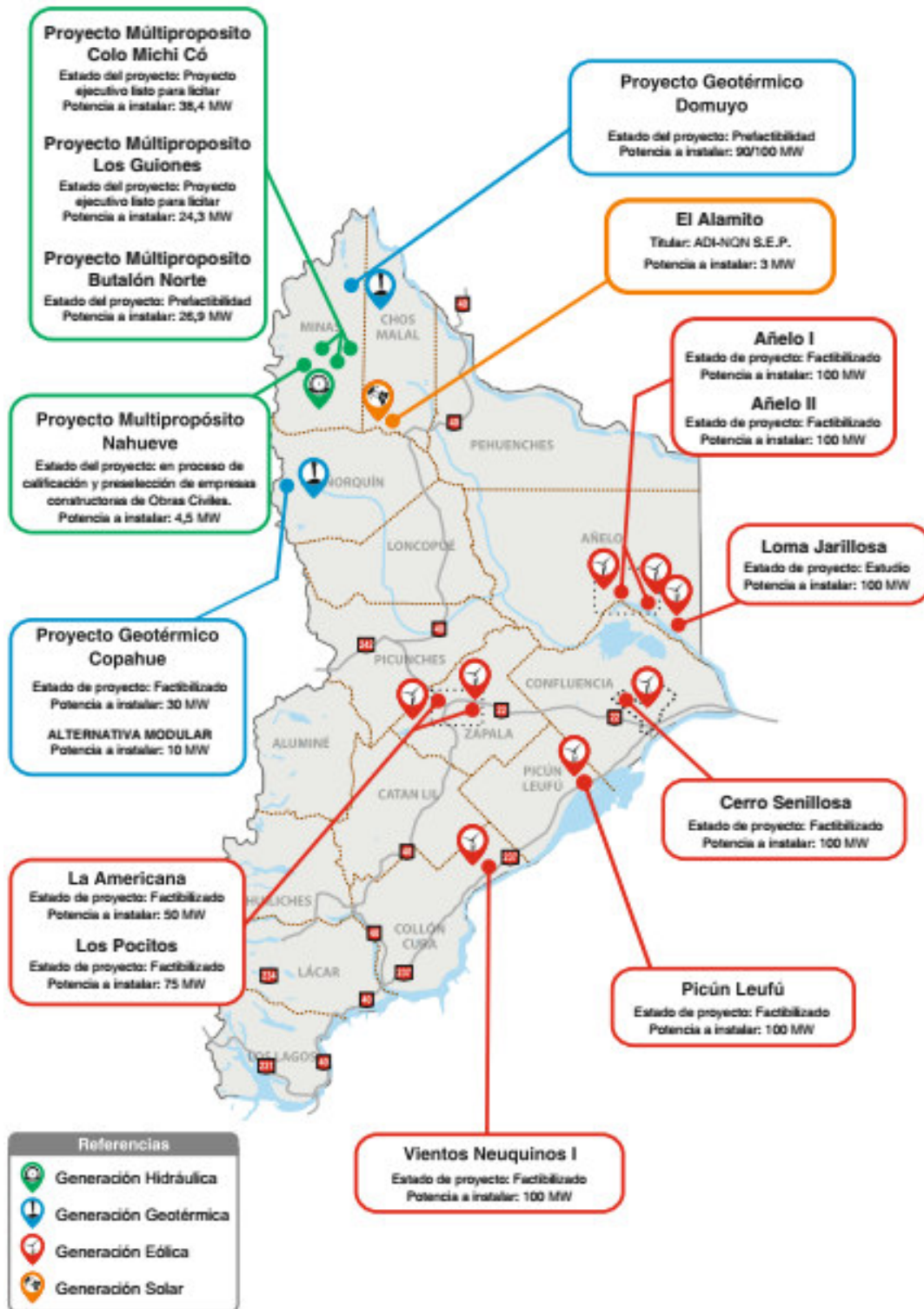


Figura 5.2: Distribución de proyectos energéticos de fuentes energéticas renovables (Fuente: ADI-NQN, 2018)

Estos proyectos van en consonancia con proyecciones internacionales, donde el crecimiento energético basado en fuentes renovables de energía indican que desde el 2015 al 2040 las energías renovables serán una fuente energética dominante en el mundo, donde la energía solar y eólica representarán el 64% de la capacidad de generación y se alcanzará el 60% de plantas de generación de energía con cero emisiones de dióxido de carbono (Bloomberg New Energy Finance, Paper “The rise and rise of renewable cities”, Peter Newman , 2017).

En lo referente al impacto ambiental por la sustitución de fuentes convencionales principalmente hidrocarburos líquidos, gaseosos y carbón, para confirmar que la generación de energía eléctrica por fuentes energéticas renovables reducen realmente las emisiones en términos de dióxidos de carbono en particular y gases de efecto invernadero en general (GEI o bien, Green House Gases, GHG's) es necesario demostrar que a lo largo del ciclo de vida completo las emisiones de GHG se compensan a lo largo de su vida útil (Thomson; 2014).

5.1. Red eléctrica de la provincia del Neuquén

En la figura 5.3 se pueden distinguir las distintas redes de distribución de energía eléctrica presentes en la provincia del Neuquén, discriminadas por alta y media tensión en 132 kV, 33 kV y 13,2 kV. Además, en la figura 5.4 se presenta el proyecto del Cierre del Anillo Norte con una línea de 132 kV entre las ciudades de Las Lajas y Chos Malal. Esto pone de manifiesto la interconectividad de la red eléctrica existente en la provincia que puede ser aprovechada por los distintos sistemas de generación de energía eléctrica tratados en el presente trabajo.



Figura 5.3: Red eléctrica de la provincia del Neuquén (fuente: <http://www.epen.gob.ar/institucional/enelmapa.php>)

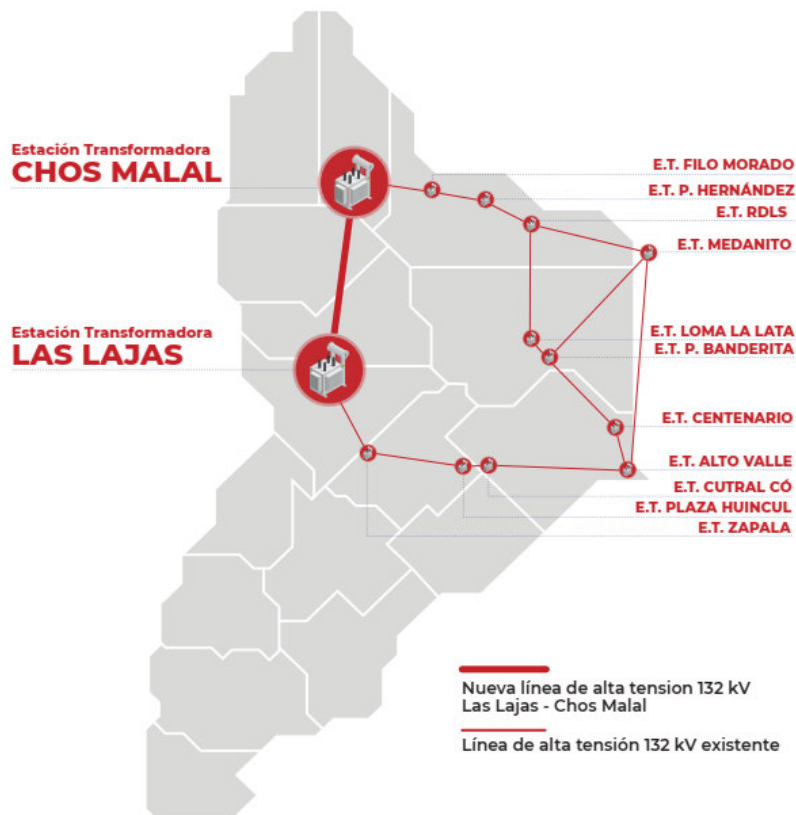


Figura 5.4: Proyecto Cierre Anillo Norte - Neuquén (fuente: EPEN:
<http://www.epen.gov.ar/>)

5.2. Rutas nacionales y provinciales de la provincia del Neuquén

En la figura 5.5 se presentan las rutas nacionales y provinciales que interconectan las ciudades y localidades de la provincia del Neuquén en toda su extensión, de norte a sur y de este a oeste, permitiendo el acceso a los distintos sitios regionales que se consideran a lo largo de este trabajo.



Figura 5.3: Rutas nacionales y provinciales de la provincia del Neuquén (fuente: <https://argentinaxplora.com/destinos/neuquen/mapneuq.htm>)

6. Planteo del Problema

La provincia del Neuquén se caracteriza por contar con una gran diversidad de recursos energéticos, dentro de los que se destacan los hidroeléctricos e hidrocarburos. En la provincia se genera el 50 por ciento del gas, el 22 por ciento del petróleo, el 22 por ciento de la energía hidroeléctrica del país (año 2018; fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén). Su territorio tiene una superficie de 94.078 km², representado el 2,5% del territorio nacional. El mismo se divide en 16 departamentos con 57 gobiernos locales, con 98 parajes rurales (fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). Y una población total de 551.266 habitantes, según los datos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010 que presentó el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC; 2010). Donde la distribución es de 505.012 habitantes urbanos, 17.060 habitantes rurales agrupados y 29.194 habitantes rurales dispersos². Se estima que la población de la provincia al 2020 será de 646.784, y al 2040 de 807.482 (Fuente: INDEC; Proyecciones elaboradas en base al Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010).

2: Nota: población urbana se refiere a la población que reside en áreas de 2.000 o más habitantes. La población rural agrupada es aquella que habita en localidades con menos de 2.000 habitantes, mientras que la población rural dispersa está conformada por las personas que residen en campo abierto, sin constituir centros poblados.

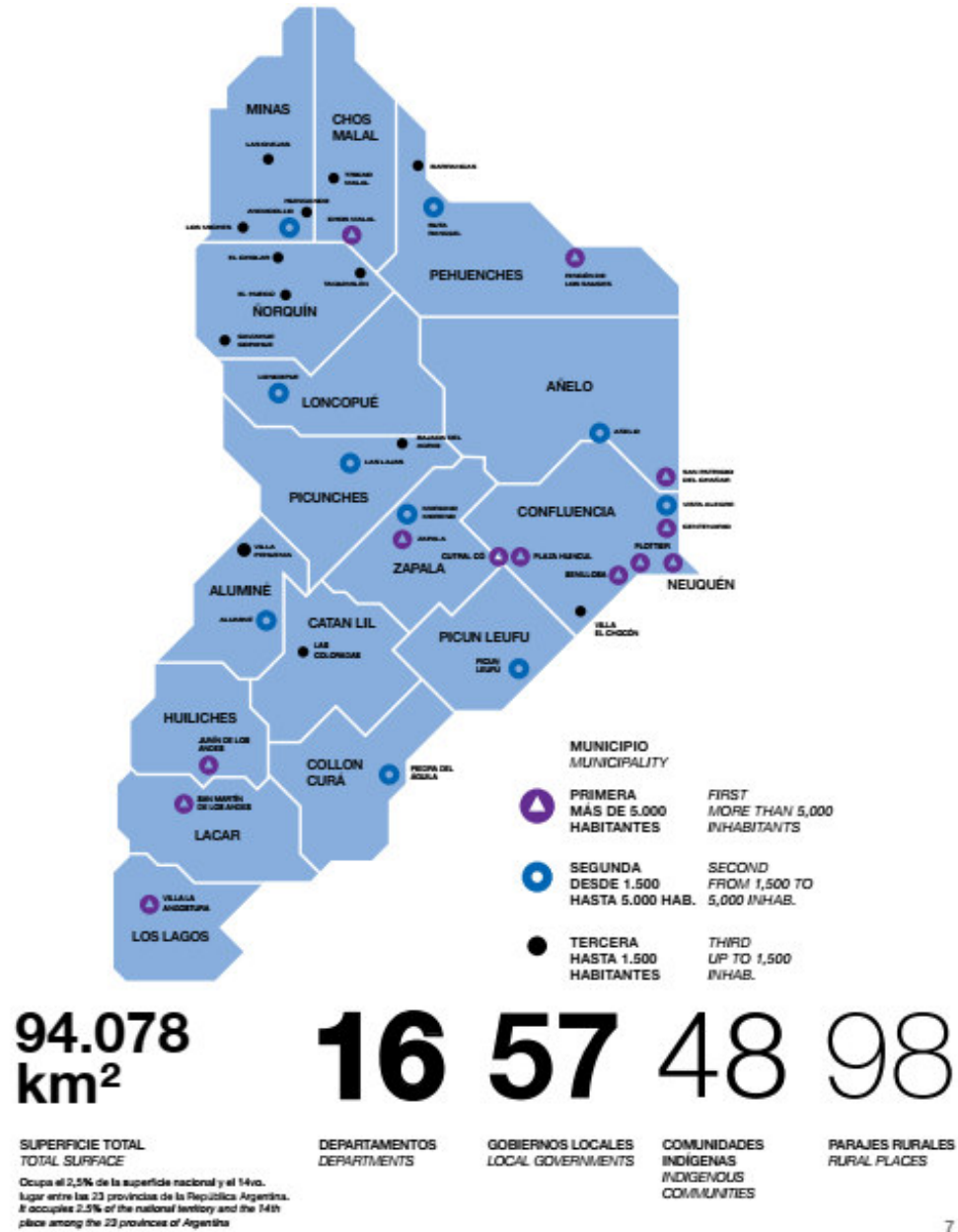


Figura 6.1: Distribución poblacional provincia del Neuquén (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

6.1. Entrevista al Dr. Luis Mas

La entrevista al Dr. Luis Mas² tuvo como propósito conocer su opinión formada a través de muchos años dedicados al estudio y trabajo, tanto en el ámbito privado, público y el académico, en lo referente a las energías renovables y no renovables de la provincia del Neuquén.

De la entrevista realizada al Dr. Luis Mas se tomaron los siguientes extractos que ponen de manifiesto consideraciones para el desarrollo de este trabajo.

- “En Europa con la decisión tomada de cuál es el camino a seguir, no importó generar por energía eólica con factores de capacidad del 25%. Donde se instrumentaron, por ejemplo, la aplicación de retenciones al beneficio de las empresas generadoras de energía por fuentes no renovables para trasladar inversión al desarrollo de fuentes de energías no tan rentables, para el caso, las renovables”.
- “Europa fue consciente de la dependencia que (el petróleo y gas) generaban y es cuando comienza a fomentar el desarrollo de energías renovables que le provean seguridad energética. Nosotros no tenemos esa planificación, quizás sea cultural, Europa se ha equivocado más, tiene más historia, y puede ser por esto que apuestan a un abanico más amplio de recursos energéticos”.
- “Como es usual, es el Estado el que debe acompañar a estos proyectos, de ahí que merezca una planificación a largo plazo. el Estado debería estar promoviendo la instalación de Renovables, alentándolo e incluso desarrollándolo, es muy difícil que prospere por solo esfuerzos de jugadores privados”.
- “Actualmente se están desarrollando fuentes de energía renovables, pero no es claro su fin. Ahora es bien visto, como imagen de empresa trabajar en temas de fuentes renovables, si pensamos en empresas de hidrocarburos, que han “mutado” a empresas de energía en general”
- “Una manera más adecuada para el desarrollo de las energías renovables sería en un esquema de menor a mayor, con sistemas híbridos, en pequeñas localidades para, primero, crear conciencia en la gente sobre la sustentabilidad

de la energía, que creo que no está arraigado. Luego, y de manera gradual, en la medida de que vaya ganando experiencia apostar por desarrollo mayores, como por ejemplo grandes parques de generación por fuentes energéticas renovables. En las décadas del 70 y 80 se instalaron en pequeñas localidades no conectadas al Sistema Interconectado Provincial, microcentrales hidroeléctricas; fueron 8 (ocho) microcentrales, de las cuales, hasta donde sé, queda solo una en servicio (Auquinco)”.

- “Un desarrollo de fuentes energéticas renovables locales o regionales podría garantizar suministro a sectores o regiones periféricas, a su vez que le confiere seguridad al sistema interconectado general. En Copahue y Caviahue con una central geotérmica de 5 MW se puede atender la demanda, e incluso poder llegar a responder a la demanda, de manera complementaria al suministro de energía existente. Es conocido, el desarrollo del piloto de la central de generación geotérmica en la proximidad de las localidades de Copahue y Caviahue, donde ambos proyectos luego fueron dejados de ser mantenidos y abandonados, por una pérdida de interés provincial”.

A continuación se resumen algunos puntos, sin jerarquizar, a modo de resumen para considerar en el desarrollo de las energías renovables y no renovables de la provincia del Neuquén:

- a. En una provincia energética la eficiencia energética debería ser el primer mandamiento, e.g. no es aceptable tener edificios ineficientes en términos energéticos.
- b. Fundamental el uso racional de la energía. No puede ser que haya edificios públicos con luces encendidas las 24 hs. del día. Estimo que por el uso “irracional” de la energía se debe perder de un 10% a un 20% de la energía generada.
- c. Todo está asociado a decisiones políticas.
- d. Hay que revisar el tema tarifario, desregular, al tener tarifas no acordes, el sistema se vuelve no sustentable.
- e. Ver cuáles son las mejores opciones para el desarrollo de los recursos energéticos en el largo plazo.

- f. Primero fomentar el desarrollo de proyectos energéticos renovables de pequeña escala que atienda las necesidades regionales o locales, para luego, avanzar hacia los proyectos de gran escala.

En el Anexo B se presenta un extracto y síntesis de la entrevista la cual tuvo una duración aproximada de dos horas y, cuarenta y cinco minutos (2:45 hs.), mediante un cuestionario a modo de guiar la entrevista al Dr. Luis Mas ³.

3: Nota: El Dr. Luis Mas es egresado de la Universidad Nacional del Sur donde obtuvo el grado de Licenciado en Ciencias Geológicas y el Doctorado en Geología. Cuenta con vasta experiencia en la temática energética, desarrollando su actividad laboral en distintos ámbitos dentro de los entes provinciales asociados a las fuentes energéticas de la provincia del Neuquén; entre estos se pueden citar la Dirección de Recursos Hídricos, Centro Regional de Energía Geotérmica del Neuquén, Dirección Provincial de Hidrocarburos y Combustibles – Dirección General de Exploración y Yacimientos; Y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) - Gerencia de Planeamiento - Área de Energías Alternativas. Además, ha estado vinculado al ámbito académico desarrollando su actividad en la Universidad Nacional del Comahue, como Secretario de Extensión y Transferencia Tecnológica de la Facultad de Ingeniería desde diciembre de 2008 hasta mayo 2011. Y actualmente es Profesor Adjunto en el Departamento de Geología y Petróleo de la Facultad de Ingeniería en la Universidad Nacional del Comahue (en el **Anexo C** se puede acceder al CV del Dr. Luis Mas en toda su extensión y detalle).

7. Fuentes energéticas de generación eléctrica de la provincia del Neuquén

La energía eléctrica que se genera en la provincia satisface la totalidad de las necesidades del mercado eléctrico provincial, enviando el excedente al resto del país (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). Esto dirige la mirada hacia una diversificación y reemplazo, o ampliación de la oferta de energía eléctrica por una sustitución o ampliación de generación por fuentes renovables de energía.

En este capítulo se detallan las opciones seleccionadas en función de la información disponible, que no es homogénea para todas las fuentes. Se ha hecho un esfuerzo por identificar proyectos y estudios actuales y, por contextualizarlos en la realidad específica de la provincia de Neuquén.

7.1. Generación de electricidad por biomasa

Para el estudio de la generación de electricidad por biomasa se consideraron dos fuentes de biomasa, el residuo forestal de aserraderos y por otro lado el residuo ganadero (excremento) de la provincia del Neuquén.

7.1.1. Generación de energía eléctrica a partir de biomasa forestal residual

Se han realizado forestaciones en una superficie cercana a las 60.000 ha., las que se encuentran en distintos grados de desarrollo. Específicamente el desarrollo de forestaciones comerciales de coníferas en más de 500.000 ha. al que debe sumarse el potencial para el desarrollo de forestaciones bajo riego en las zonas de los Valles, principalmente con Salicáceas. En la zona cordillerana se encuentran actualmente más de 40 aserraderos con muy variada capacidad y nivel de tecnificación. La madera que abastece esta incipiente industria proviene del manejo de las plantaciones comerciales, de las inminentes primeras talas rasas y del aprovechamiento racional de los Bosque Nativos presentes en la Provincia (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). Esto brinda gran cantidad de biomasa residual de la industria de aserraderos. Se puede considerar para la provincia del Neuquén, que el rendimiento promedio de los aserraderos es del 36% (figura 7.1), quedando a disposición un 64% en calidad de residuos de la industria maderera (Laharrague; 2015).

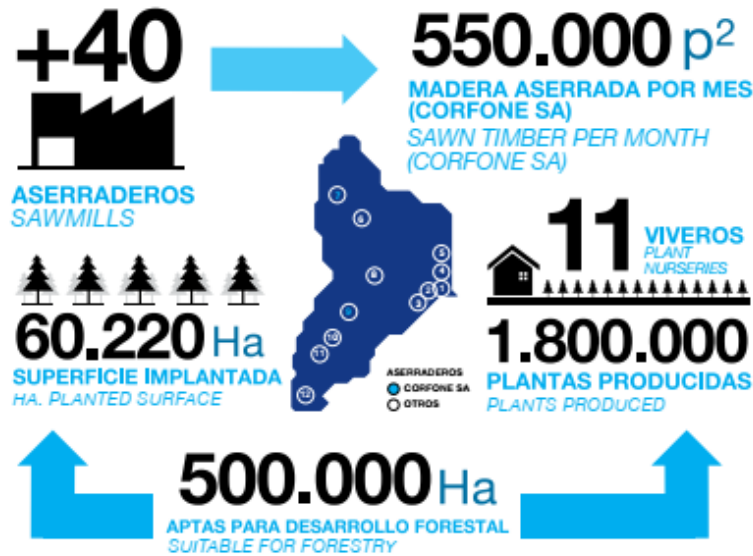


Figura 7.1.1: Desarrollo de forestaciones comerciales (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

Considerando que el desperdicio del aserrado de la madera es del alrededor del 64%, luego el desperdicio del aserrado es equivalente a $64\% \times (550.000 \text{ p}^2 / 36\%)$, es decir, 977.778 p². Teniendo en cuenta que 1 (un) p² de madera es simplemente una tabla de 30,48 cm por 30,48 cm de lado con un espesor de 2,54 cm. Entonces 977.778 p² de madera aserrada son equivalentes a 2.306,58 m³ por mes.

Tabla 7.1.1: Distribución por zonas de los aserraderos en la provincia del Neuquén.

| Zonas | Aserraderos | Empleados | Capacidad instalada (m ³ /año) | Materia prima (m ³ /año) | Producción (m ³ /año) | Rendimiento |
|-------------|-------------|-----------|---|-------------------------------------|----------------------------------|-------------|
| Zona Sur | 17 | 210 | 30.318 | 26.542 | 10.164 | 38% |
| Zona Centro | 11 | 76 | 17.096 | 25.020 | 10.092 | 40% |
| Zona Norte | 10 | 31 | 4.031 | 4.265 | 1.220 | 29% |
| Total | 38 | 317 | 51.445 | 55.827 | 21.476 | 36% |

Fuente: elaboracion propia, modificado de Laharrague; 2015.

Tabla 7.1.2: Aserraderos por Departamentos abarcados en cada Zona.

| Zona | Departamento | Cantidad | Total |
|------|--------------|----------|-------|
| A | Huiliches | 4 | 17 |
| | Lácar | 10 | |
| | Los Lagos | 3 | |
| B | Zapala | 2 | 11 |
| | Añelo | 1 | |
| | Picunches | 2 | |
| | Aluminé | 5 | |
| | Confluencia | 1 | |
| C | Norquin | 1 | 10 |
| | Minas | 6 | |
| | Chos Malal | 3 | |

Fuente: elaboración propia, modificado de Laharrague; 2015.



Figura 7.1.2: Departamentos abarcados por las Zonas (modificado de Laharrague; 2015).

Especies arbóreas utilizadas en metros cúbicos y en porcentaje (Laharrague; 2015)

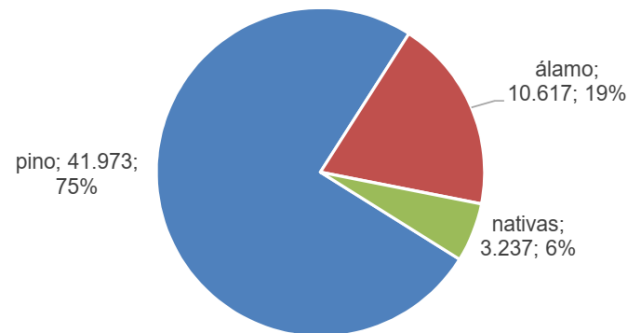


Figura 7.1.3: Especies arbóreas utilizadas en metros cúbicos y en porcentaje (Laharrague; 2015).

La biomasa forestal, obtenida como residuo de aserraderos puede resultar de interés como insumo en la generación de energía por su bajo costo y gran disponibilidad, aún más, este recurso suele ser considerado uno de segunda generación por no competir con fuentes de insumo como pueden ser los alimentos para uso energético, pero que cuentan una tecnología menos desarrollado para su uso energético (ifp MOOC Energy Transition; 2020), lo cual puede ser un factor importante en términos tanto de costo de generación de energía, como de viabilidad a largo plazo.

Dentro de las tecnologías de conversión de la biomasa forestal residual a energía eléctrica se encuentran la Combustión directa y la Gasificación. Ambas están enfocadas a la generación de electricidad o calor. Para el caso de interés, el foco está en la generación de energía eléctrica. Cabe señalar que la provincia del Neuquén tiene importantes demandas de energía térmica (e.g. calefacción en hogares) y la biomasa forestal puede sustituir al gas de manera directa, sin pasar por el “vector electricidad”. Por ejemplo, con una estrategia de district heating, o generación de vapor y/o agua caliente (calor) a mayor escala y luego distribuir a una determinada zona el producto. Si bien este trabajo se enfoca en generación eléctrica, puede ser interesante considerar estrategias más costo-eficientes para el uso del recurso.

Gran parte de las plantas de energía de biomasa son sistemas de combustión directa. En estas plantas la biomasa se quema en una caldera para producir vapor de alta presión que es usado para alimentar una turbina de vapor para generación eléctrica.

Los sistemas por gasificación de biomasa operan por el calentamiento de la biomasa en condiciones en que el sólido se craquea para formar gas combustible. El producido, llamado synthesis gas, o syngas, puede ser limpiado de impurezas para luego ser usado en una turbina de gas o ciclo combinado. En sistema de pequeña escala el syngas puede ser usado en motores reciprocantes, microturbinas, motores Stirling o celdas de combustible''. En el anexo D se desarrollan las tecnologías involucradas en la generación de electricidad por la fuente energética Biomasa Residuo Forestal.

7.1.1.1. Potencial de generación de energía eléctrica a partir de biomasa forestal residual

Considerando que se puede contar con alrededor de 2.300 m³ de residuos de aserraderos por mes, haciendo un volumen anual de 27.600 m³, o de manera equivalente, tomando la densidad del pino de 0,80 tons / m³, se tiene una masa de 2160 toneladas por año de residuos forestales de aserraderos, los cuales, o una fracción de los mismos, pueden ser destinados a la generación eléctrica.

Para calcular la energía calórica bruta Q presente en estos residuos, se emplea la siguiente ecuación:

$$Q = m \cdot PCI \quad \text{ec. 7.1.1}$$

donde,

m: es la masa del residuo

PCI: es el poder calorífico inferior

El poder calorífico inferior para los residuos analizados se presenta en la Tabla 7.1.3. Una vez calculada la energía calórica bruta, Q, se determina el potencial de generación de energía eléctrica efectivo P, que viene dado por:

$$P = K \cdot Q \cdot \eta \quad \text{ec. 7.1.2}$$

donde,

K: es un factor de conversión con un valor de 277.778 kWh/TJ

η : representa el rendimiento global de planta equivalente

Este último parámetro ha sido obtenido para algunos procesos de conversión térmica de biomasa como se indica en la tabla 7.1.4.

Además, de las variables antes consideradas, se calcula el porcentaje de energía que se emplea para secar la biomasa, previo a su aprovechamiento energético:

$$\%Q_{evap} = \frac{Q_{H_2O}}{Q} \cdot 100$$

ec. 7.1.3

donde,

Q_{H_2O} : es la energía necesaria para evaporar el agua de cada uno de los residuos.

Al considerar las zonas definidas por Laharrague (Laharrague; 2015) se puede observar en la tabla 7.1.3 la cantidad de energía calorífica bruta que se puede generar en cada una de las regiones, como así también en la tabla 7.1.4 la energía generada.

Tabla 7.1.3: Energía calorífica bruta considerando una regionalización (zonas) como la propuesta por Laharrague.

| Zona | Sur (A) | Centro (B) | Norte (C) |
|----------------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Tons /año de residuos | 10.164,00 | 10.092,00 | 1.220,00 |
| PCI (MJ/kg) | 12,26 | 12,26 | 12,26 |
| Energía calorífica bruta, Q (MJ) | 124.610.640,00 | 123.727.920,00 | 14.957.200,00 |
| K (kWh/TJ) | 277.778,00 | 277.778,00 | 277.778,00 |
| Q _{evap} = 13,66% | 17.021.813,42 | 16.901.233,87 | 2.043.153,52 |

Fuente: elaboración propia; considerando las zonas propuestas por Laharrague, 2015.

Tabla 7.1.4: Energía generada anual en GWh por tipo de proceso, considerando la regionalización de Laharrague.

| Proceso | Rendimiento | Zona | Sur (A) | Centro (B) | Norte (C) |
|------------|-------------|---------------|---------|------------|-----------|
| CD | 19,90% | (GWh - anual) | 5,95 | 5,91 | 0,71 |
| GTG 25-28% | 26,50% | | 7,92 | 7,86 | 0,95 |
| GCC 35-40% | 37,50% | | 11,21 | 11,13 | 1,35 |
| PCC | 31,00% | | 9,26 | 9,20 | 1,11 |

Fuente: elaboración propia; considerando las zonas propuestas por Laharrague, 2015.

Considerando las tres tecnologías menos contaminantes, al menos en emisiones de GEI al ambiente, se tienen la Gasificación del residuo forestal y la Generación de electricidad con Turbina de gas (GTG) y por Ciclo combinado (GCC), y, la Pirólisis del residuo forestal con generación de electricidad por Ciclo combinado (PCC). Visto el mejor rendimiento y el mayor valor de generación (tabla 7.1.4) se considerará para el desarrollo de los cálculos asociados a los costos, emisiones de GEI y generación empleo, la tecnología de gasificación con ciclo combinado (GCC). En la tabla 7.1.5 se resume la potencia eléctrica por la tecnología de generación GCC consideradas para cada zona.

Tabla 7.1.5: Potencia para cada zona considerando la tecnología de generación GCC.

| Considerando Tecnología GCC por Zona (MW) | | |
|---|--------|--------|
| Zona A | Zona B | Zona C |
| 1,28 | 1,27 | 0,15 |

Fuente: elaboración propia.

7.1.2. Generación de energía eléctrica a partir de biomasa asociada al sector ganadero

La provincia del Neuquén, en conjunto con el PROSAP (Programa de Servicios Agropecuarios Provinciales) está invirtiendo (año 2018), a partir de objetivos descriptos en el Plan Productivo Provincial, en el desarrollo de un Proyecto Pecuario y Comercial para Neuquén, que tiene por objetivo la creación y reequipamiento de una Red de Mataderos en todo el territorio provincial (figura 7.1.4), habilitados en distintas categorías (tránsito federal, provincial y municipal) más una planta elaboradora de subproductos de origen animal (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). De la industria de crianza intensiva de ganado, se pueden desarrollar plantas locales de producción de biogás que pueden complementar la generación de energía eléctrica.

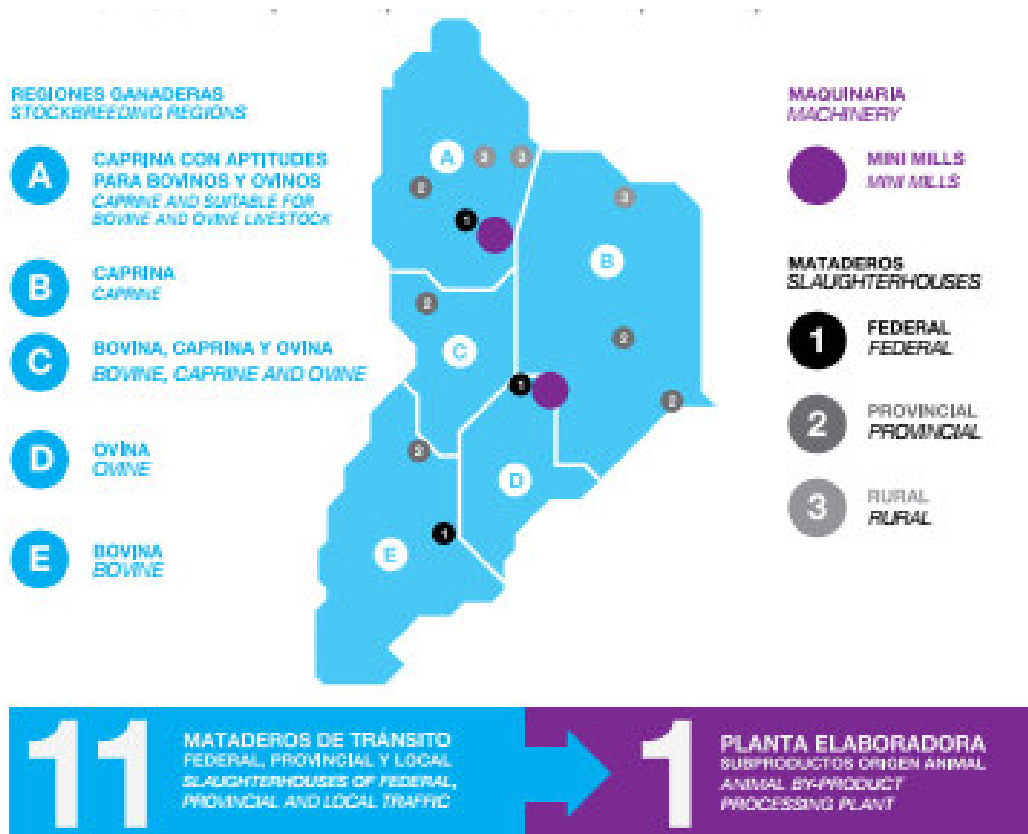


Figura 7.1.4: Desarrollo ganadero en la provincia del Neuquén (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

7.1.2.1 Biogás a partir de Estiércol

El biogás del digestor de estiércol se produce cuando el estiércol del ganado se descompone anaeróticamente (sin oxígeno) en un digestor. La digestión anaeróbica tiene como contraparte reducir el olor y patógenos, además, separar eficazmente las porciones sólidas y líquidas del lodo para aplicación a tierras de cultivo como fertilizante o agua de riego, respectivamente. Los digestores de recuperación de energía son Digestores especialmente diseñados que optimizan la producción de biogás a partir de la descomposición del estiércol.

El biogás de un digestor de estiércol generalmente contiene de 60 a 80 por ciento de metano, dependiendo del tipo de animal y el sistema de recolección de estiércol, lo que resulta en un contenido de energía de aproximadamente 600 a 800 Btu por pie cúbico estándar (scf). El balance del biogás está compuesto de CO₂ y trazas de sulfuro de hidrógeno (EPA CHP; 2007). El potencial para generar biogás a partir del estiércol es mayor para los sistemas de gestión del estiércol que recolectan y almacenan el estiércol como líquido, lodo o semisólido (laguna, líquido / lodo o pozo profundo). Suponiendo que hay un digestor anaeróbico, no hay costos adicionales asociados con la obtención del biogás. Por lo tanto, el biogás de estiércol para uso energético se considera una oportunidad de combustible. En la tabla 7.1.6 se presentan las características generales del Biogás (Varnero; 2017).

Tabla 7.1.6: Características generales del biogás (Varnero; 2011)

| | |
|----------------------------|---|
| Composición | 55 – 70% metano (CH ₄) 30 – 45% dióxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases |
| Contenido energético | 6.0 – 6.5 kW h m ⁻³ |
| Equivalente de combustible | 0.60 – 0.65 L petróleo/m ³ biogás |
| Límite de explosión | 6 – 12 % de biogás en el aire |
| Temperatura de ignición | 650 – 750°C (con el contenido de CH ₄ mencionado) |
| Presión crítica | 74 – 88 atm |
| Temperatura crítica | -82.5°C |
| Densidad normal | 1.2 kg m ⁻³ |
| Olor | Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible) |
| Masa molar | 16.043 kg kmol ⁻¹ |

En el Anexo F se desarrollan las tecnologías involucradas en la generación de electricidad por la fuente energética Biomasa Residuo Ganadero (Excremento).

7.1.2.2. Potencial de generación de biogás para generación de energía eléctrica

En la tabla 7.1.7 se detallan los tipos principales de ganado por especies y escala de extensión en la Provincia del Neuquén.

Tabla 7.1.7: Cabezas de ganado por especies y escala de extensión de la provincia del Neuquén.

| Delimitación y escala de extensión (ha) | Especie | | |
|--|----------------------|---------------------|-----------------------|
| | Bovinos (Cabezas) | Ovinos (Cabezas) | Caprinos (Cabezas) |
| < 81,1 | 16.615 | 7.033 | 13.886 |
| de 81,1 a 412 | 9.340 | 18.417 | 58.951 |
| de 412,1 a 1.000 | 10.326 | 19.219 | 66.766 |
| > 1.000 | 111.626 | 53.700 | 64.906 |
| sin límite definido | 58.830 | 103.530 | 635.772 |
| Total | 206.737 | 201.899 | 840.281 |

Fuente: elaboración propia; Adaptado de Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Provincia del Neuquén, en base a datos de la Encuesta Provincial Ganadera 2015).

A continuación, se presenta (tabla 7.1.8), a modo de referencia, volúmenes de biogás producidos por tipo de residuo animal. Luego, considerando el ganado bovino, caprino y ovino, se puede tomar como valor promedio mensual un valor de 371.928,53 m³/día/año de residuos (estiércol) disponible.

Tabla 7.1.8: Producción de biogás por tipo de residuo animal.

| Estiércol | Disponibilidad | Volumen de biogás | |
|------------------|----------------|----------------------------|----------------------------|
| | Kg / día | m ³ / Kg húmedo | m ³ / día / año |
| Bovino (500 Kg) | 10,00 | 0,04 | 0,400 |
| Porcino (50 Kg) | 2,25 | 0,06 | 0,135 |
| Aves (2 Kg) | 0,18 | 0,08 | 0,014 |
| Ovino (32 Kg) | 1,50 | 0,05 | 0,075 |
| Caprino (50 Kg) | 2,00 | 0,05 | 0,100 |
| Equino (450 Kg) | 10,00 | 0,04 | 0,400 |
| Conejo (3 Kg) | 0,35 | 0,06 | 0,021 |
| Excretas Humanas | 0,40 | 0,06 | 0,024 |

Fuente: elaboración propia en base a datos de Varnero, 2011.

Cabe señalar que dadas las características de la actividad pecuaria de la provincia del Neuquén, donde se caracteriza por la transhumancia y actividad ganadera en campos abiertos, solo se considerará el estiércol asociado a la actividad pecuario sobre el

ganado bobino específico de *feedlot* (engorde a corral), puesto que dadas las características de engorde de campo abierto del ganado caprino, ovino y otros en la provincia, es prácticamente inviable realizar una recolección y acopio de estiércol. De esta manera la cantidad de ganado afectada para este estudio se ve reducido notoriamente. Ahora bien, si fuera viable contar con espacios superciliales acotados donde se aloje al ganado caprino y ovino durante los periodos de la invernada, mediante un sistema de engorde o alimentación en corral, como es el *feedlot*; Y de ser posible instrumentar los mecanismos necesarios para realizar la recolección y acopio en grandes centros destinados a ese fin, podría sumarse una importante cantidad de residuo ganadero para su uso (sería el de los 4 a 6 meses de invierno o escacés de pasturas) en la generación de energía eléctrica. Pero por el momento no es la realidad presente dentro de la infraestructura de la provincia para tal fin.

Considerando el relevamiento del informe de la Actividad Pecuaria en la Provincia del Neuquén – Proyecto FAO UTF ARG 017 (Loyola; 2015), donde se relevaron 12 establecimientos de *feedlot*, que suman una capacidad de 19.320 animales, se supondrá para los cálculos que se tiene una ocupación del 100% y por tanto, las cabezas de ganado bobino (tabla 7.1.9) a considerar será de 19.320 (Loyola; 2015).

Tabla 7.1.9: Cabezas de ganado bobino en *feedlot* provincia del Neuquén.

| Tipo de engorde | Especie |
|-----------------------------------|------------------|
| <i>Feedlot</i> (engorde a corral) | Bobino (cabezas) |
| Total | 19.320 |

Fuente: elaboración propia en base a datos de Actividad Pecuaria en la Provincia del Neuquén – Proyecto FAO UTF ARG 017 (Loyola; 2015).

Tomando como referencia las cantidades de ganado existente por *feedlot* (tabla 7.1.9), se puede observar que la disponibilidad de biogás total por día puede alcanzar los 7,73 Mm³ (tabla 7.1.10).

Tabla 7.1.10: Producción de biogás por tipo de residuo animal Bobino en *feedlot* en la provincia del Neuquén.

| Especie | Número de Cabezas | Disponibilidad | Volumen de biogás |
|---------|-------------------|----------------|-----------------------|
| | | Kg/día | Mm ³ / día |
| Bovinos | 19.320 | 193.200 | 7,73 |

Fuente: elaboración propia.

Un valor clave en los cálculos de consumo de biogás para la generación de energía eléctrica es la concentración de metano en el mismo. Mientras que el gas natural tiene entre 90 y 99 % de metano las proporciones de este gas en la mezcla son variables. Un metro cúbico de gas natural con casi 100 % de metano contiene alrededor 10 kWh de energía térmica. Un parámetro clave es la eficiencia de transformación del metano en electricidad; la misma está conformada por la eficiencia de transformación de energía térmica (poder calorífico) en energía mecánica (como la energía de transmisión) y en base de esta la eficiencia de generación de energía eléctrica en el generador. Las eficiencias son menores en los motores generadores de tamaños pequeños. Para el caso de motores de 1 MW de capacidad, la eficiencia aproximada es del 40 % en la transformación de energía térmica en electricidad. Esto significa que planteado como único aprovechamiento el eléctrico, se desperdicia una gran cantidad de energía térmica que se libera a través del escape en forma de aire caliente con un desperdicio de alrededor de un 20% y en los sistemas de refrigeración alrededor de un 40%. Estos valores dependen de distintos equipos y proveedores de motores y pueden cambiar hasta 5 % dentro del mismo proveedor.

Por lo tanto, si se alimenta un motor generador con biogás que contenga un 50 % de metano y partiendo de una eficiencia del 40 % en la transformación de energía térmica en electricidad, se obtendría un factor de conversión de 2 kWh de electricidad (= 1 m³ de biogas x 50% x 40% x 10 kWh). Por lo tanto, para la generación de 1 MWh, (electricidad producida por un equipo de 1 MW de capacidad durante una hora de trabajo), se requerirán 500 m³ de biogas (tabla 7.1.11). Al mismo tiempo se produce una gran cantidad de calor a una temperatura cercana a los 90 grados centígrados, que en parte es empleada para la propia calefacción de la biomasa ingresante y el mantenimiento de la temperatura de fermentación dentro del digestor (Gruber; 2010). En la tabla 7.1.11 se presentan los resultados de generación eléctrica asociados a los residuos de ganado bobino (excremento), obteniendo para el caso una potencia de 0,644 MW.

Tabla 7.1.11: Potencia obtenida por estiércol de ganado bobino en *feedlot*.

| Especie | Número de Cabezas | Disponibilidad (Kg/día) | Volumen de biogás (m ³ / día) | Energía | | Potencia | |
|---------|-------------------|-------------------------|--|-------------|-------------|----------|------|
| | | | | (MWh – día) | (kWh – día) | (MW) | (kW) |
| Bovinos | 19.320 | 193.200 | 7,73 | 15,456 | 15.456 | 0,644 | 644 |

Fuente: elaboración propia.

7.1.3. Costos para las plantas de generación eléctrica por biomasa

Entre 2010 y 2019, el LCOE medio ponderado para proyecto de generación eléctrica por bioenergía disminuyeron de 0,076 USD / kWh a 0,066 USD / kWh, un valor ubicado en el extremo inferior del costo de la electricidad a partir de nuevos proyectos por combustibles fósiles. Para proyectos de bioenergía para el 2019, el costo de instalación promedio ponderado global fue de 2.141 USD / kW (figura 7.1.5); esto representó un aumento en el costo promedio ponderado, siendo que en el año 2018 fue de 1693 USD. Los factores de capacidad de las plantas de bioenergía son muy heterogéneos, dependiendo de la tecnología y disponibilidad de materia prima. Entre 2010 y 2019, el factor de capacidad promedio ponderado global para proyectos de bioenergía varió entre un bajo del 65% en 2012 a un máximo del 86% en 2017. En 2019, el LCOE promedio ponderado varió desde un mínimo de 0,057 USD / kWh en India y USD 0,059 / kWh en China, hasta máximos de 0,08 USD / kWh en Europa y 0,099 USD / kWh en Norte América (IRENA; 2020).

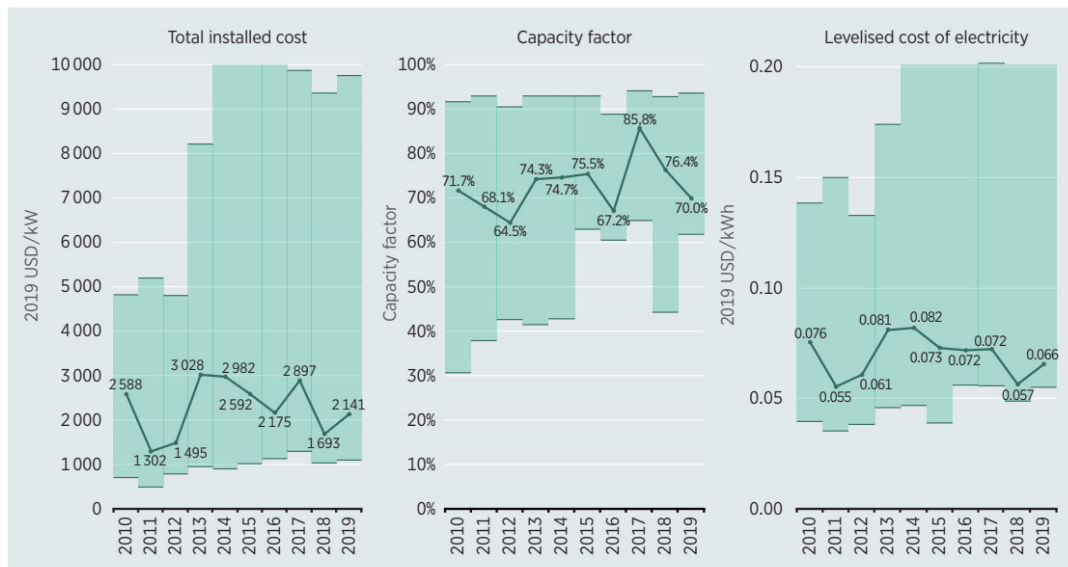


Figura 7.1.5: Valores globales promedio ponderados de Costos totales instalados, Factores de capacidad y LCOE (IRENA; 2020).

7.1.3.1. Costos totales de instalación

Las diferentes regiones tienen variedad de costos en generación de energía por biomasa. Los proyectos en las economías emergentes tienden a tener menores costos de inversión en comparación con los proyectos en los países de la OCDE (Organización

para la Cooperación y el Desarrollo Económico). Las economías emergentes a menudo se benefician de menores costos de mano de obra y productos básicos, pero a menudo también se benefician de normativas medioambientales menos estrictas, lo que permite reducir en costos de tecnologías para el control de emisiones, aunque en algunos casos con mayores emisiones contaminantes. Los costos de planificación, ingeniería y construcción, maquinaria de manipulación y preparación de combustible, y otros equipos (por ejemplo, el motor principal y sistema de conversión de combustible) representan las principales categorías de costos totales de inversión de una planta de energía por biomasa. Los costos adicionales se derivan de conexión a la red e infraestructura (por ejemplo, carreteras). Los costos de equipo tienden a dominar, pero son específicos de cada proyecto; los proyectos pueden tener altos costos de infraestructura y logística, o para la conexión a la red cuando se encuentra en áreas remotas. Las instalaciones de biomasa combinadas de calor y energía (CHP) tienen mayores costos de capital, pero la mayor eficiencia general (alrededor del 80% a 85%) y la capacidad de producir calor y/o vapor para procesos industriales, o agua para calefacción a través de redes de calefacción urbana, mejorara significativamente la economía del proyecto. En la figura 7.1.6 se presenta el costo total de instalación de proyectos de generación de energía a partir de bioenergía para diferentes materias primas para los años 2000-2019. Dado que no se dispone de datos de la región (provincia del Neuquén), se recurre al informe de IRENA; como referencia. Aunque el patrón de despliegue por materia prima varía según el país y región, está claro que los costos totales de instalación tienden a ser más altos en Europa y en Norte América, y menor en el resto del mundo. Esto a menudo refleja el hecho de que los proyectos de bioenergía en los países de la OCDE a menudo se basan en la madera, o en combustión de residuos renovables municipal o industrial, donde la actividad principal puede ser la gestión de residuos, con generación de energía (potencialmente calor y electricidad) (IRENA; 2020).

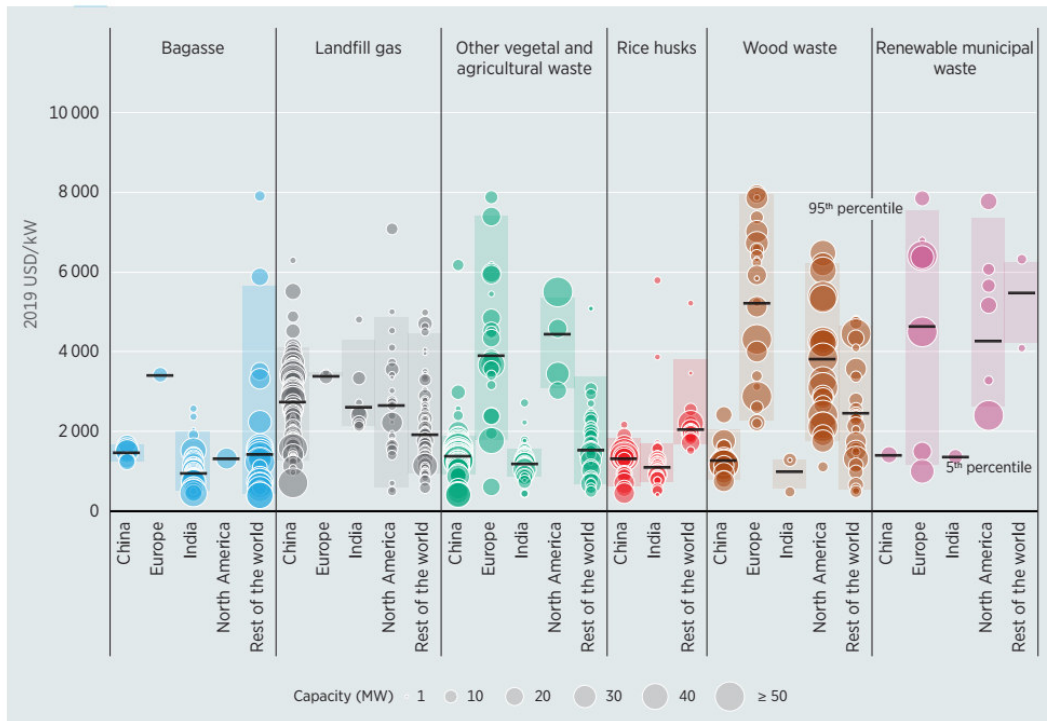


Figura 7.1.6: Costos totales por proyecto, por tecnología y capacidad (IRENA; 2020).

En la figura 7.1.7 se presenta el costo total de instalación por proyecto, basado en rangos de capacidad, donde se puede observar que, en el sector eléctrico, los proyectos de bioenergía son predominantemente a pequeña escala (menos de 25 MW). Existen economías de escala evidentes para plantas superiores o alrededor de 25 MW, al menos en los casos para China e India. El tamaño relativamente pequeño de las plantas eléctricas de bioenergía es el resultado de la baja densidad de energía de materias primas bioenergéticas y los crecientes costos logísticos que implica la ampliación del área de recolección para proporcionar un mayor volumen de materia prima para sustentar plantas a gran escala. Los tamaños óptimos de una planta para minimizar el LCOE del proyecto, en este contexto, es un compromiso entre el los costos-beneficios de las economías de escala y los costos de materia prima como la distancia promedio de la planta y el origen de las materias primas (IRENA; 2020).

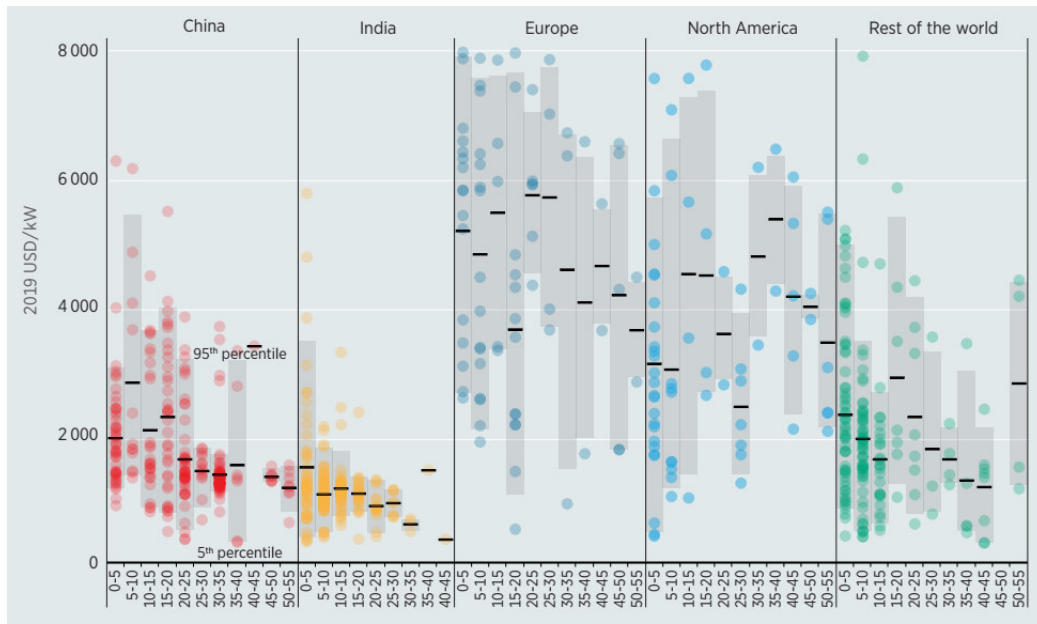


Figura 7.1.7: Costos totales de instalación para distintas capacidades por país o región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

7.1.3.2. Factores de capacidad

En la figura 7.1.8 se puede observar la heterogeneidad en las opciones tecnológicas disponibles para la generación de energía por biomasa: a partir de calderas simples y por tecnologías avanzadas de gasificación, donde la ubicación de su despliegue resulta en una distribución heterogénea de los costos totales de instalación por materia prima. La excepción es para proyectos que utilizan “otras” materias primas como residuos vegetales y agrícolas, generalmente en países no pertenecientes a la OCDE donde dominan las calderas. Esto resulta en una variación mucho menor en los costos totales de instalación, aunque sigue habiendo una cantidad significativa de proyectos de alto costo, con tecnologías más avanzadas con menores emisiones en países de la OCDE. Las plantas eléctricas alimentadas con bioenergía pueden tener factores de alta capacidad, que oscilan entre el 85% y 95%, donde la disponibilidad de materia prima es uniforme todo el año. Sin embargo, donde la disponibilidad de materia prima se basa en cosechas agrícolas estacionales, los factores de capacidad suelen ser más bajos. Un problema emergente para las plantas bioenergética es el impacto en el cambio climático que puede tener en la disponibilidad de materia prima y cómo esto podría afectar el volumen anual total disponible, así como su distribución en todo el año. En la

figura n° 7.1.9 se puede observar que las plantas de biomasa que dependen del bagazo, el gas de vertedero y “otros” biogás tienden a tener factores de capacidad más bajos, alrededor del 50 % a 60 %, mientras que las plantas que dependen de la madera, leña, cascarilla de arroz y residuos renovables municipal e industrial tienden a tener factores de capacidad promedio ponderada por región en el rango del 60 % al 85 %. (IRENA; 2020).

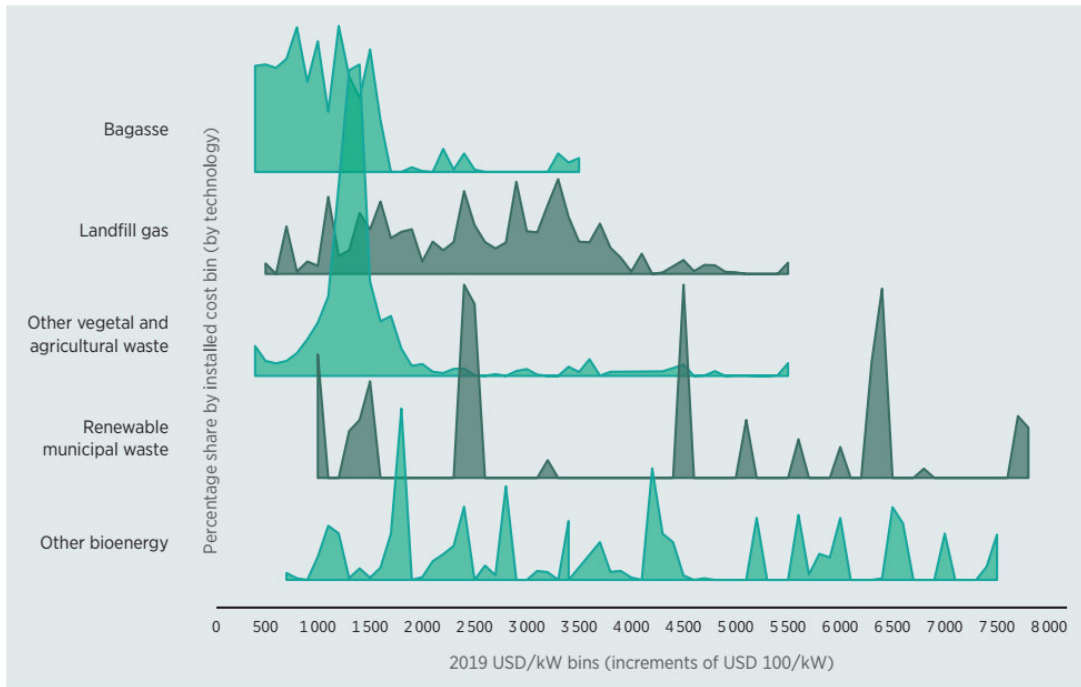



Figura 7.1.8: Costos totales de instalación para la distribución de la bioenergía por tecnología, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020).



Figura 7.1.9: Factores de capacidad y promedios ponderados para proyectos bioenergéticos por país o región, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020).

Después de contabilizar el manejo de la materia prima, la eficiencia eléctrica neta del generador (principal mover) promedia alrededor del 30%, pero varía desde un mínimo del 25% hasta un máximo de alrededor del 36%. Las plantas de cogeneración que producen calor y electricidad, logran mayores eficiencias; del 80% al 85%. En países en desarrollo, las tecnologías menos avanzadas y en ocasiones, con un mantenimiento subóptimo cuando los ingresos son menores de lo anticipado, resultan en menores eficiencias generales; estos pueden rondar el 25%, pero muchas tecnologías están disponibles con mayores eficiencias, que van desde el 31% para gasificadores de madera hasta un máximo del 36% para un incinerador moderno y bien mantenido de lecho fluidizado circulante (CFB), burbujeante fluidizado lecho (BFB) y sistemas de digestión anaeróbica (IRENA; 2020). En la tabla 7.1.11 se presentan datos de factores de capacidad y el promedio ponderado de proyectos de generación de energía por bioenergía para el período 2000-2019.

Tabla 7.1.12: Factores de capacidad y promedios ponderado de proyectos bioenergéticos de generación de energía por país o región, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020).

|  | 2000-2019 | | |
|---|--------------------------------|----------------------|---------------------------------|
| | 5 th percentile (%) | Weighted average (%) | 95 th percentile (%) |
| China | 39 | 64 | 83 |
| Europe | 46 | 81 | 92 |
| India | 30 | 67 | 85 |
| North America | 37 | 78 | 94 |
| Rest of the world | 30 | 65 | 91 |

De la tabla 7.1.12 se puede observar que Europa tuvo el promedio ponderado de factor de capacidad más alto, 81%, seguido de América del Norte, con 78%. Por su parte, India y China tuvieron los factores de capacidad promedio ponderado más bajos, del 67% y 64%, respectivamente.

7.1.3.3. Costos de operación y mantenimiento

Los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M) incluyen mano de obra, seguros, mantenimiento programado y reemplazo de rutina de componentes de la planta, como calderas, gasificadores, equipos de manipulación de materias primas y otros artículos. En total, estos costos de operación y mantenimiento representan entre el 2% y 6% del costo total de instalación por año (IRENA; 2020). Las plantas de bioenergía más grandes tienden a tener menores costos fijos por kilovatio (kW) de operación y mantenimiento, debido a economías de escala. Los costos variables de O&M, a un promedio de 0,005 USD / kWh, suelen ser bajos para las plantas de bioenergía, en comparación con los costos fijos de operación y mantenimiento. Las piezas de reemplazo y los costos incrementales de servicio son los principales componentes de los costos variables de O&M, aunque estos también incluyen los costos como la disposición de las cenizas. Debido a la naturaleza específica de un proyecto y a la limitada disponibilidad de datos, los costos variables de O&M se han fusionado en este informe con costos fijos de operación y mantenimiento (IRENA; 2020).

7.1.3.4. Costo nivelado de energía eléctrica (LCOE)

La amplia gama de tecnologías de generación de bioenergía, costos de instalación, factores de capacidad y costos de la materia prima dan como resultado una amplia gama del costo nivelado de energía eléctrica (LCOE) observado para la electricidad generada por bioenergía. En la figura 7.1.10 se resume el rango estimado de LCOE para tecnologías de generación de energía de biomasa por materia prima y país / región. Suponiendo un costo de capital de entre 7,5% y 10% y, costos de materia prima entre 1 USD / Gigajulio (GJ) y 9 USD / GJ (los cálculos del LCOE del informe IRENA se basan en un promedio de 1,5 USD / GJ), el LCOE promedio ponderado global de biomasa alimentada generación eléctrica para proyectos en 2019 fue de 0,066 USD / kWh, por debajo de 0,076 USD / kWh en 2010. Observando el conjunto de datos completo para el período desde 2000 a 2019, el LCOE promedio ponderado más bajo de la generación de electricidad a partir de biomasa se encontró en India a 0,057 USD / kWh, mientras que los valores correspondientes a los percentiles 5 (del 5%) y el 95 (95%) (se excluyen el 4% de los datos con valores menores y valores mayores del rango de los datos de los LCOE) fueron 0,040 USD / kWh y 0,097 USD / kWh (figura 7.1.10). El promedio ponderado más alto para este período fue de 0,099 USD / kWh en América del Norte, donde los percentiles 5 y 95 de los proyectos cayeron entre 0,048 USD / kWh y 0,180 USD / kWh, resp. El promedio ponderado del LCOE de proyectos de bioenergía en China fue 0,059 USD / kWh, donde los percentiles 5 y 95 de proyectos se situó entre 0,044 USD / kWh y 0,116 USD / kWh, resp. El promedio ponderado en Europa durante este período fue de 0,08 USD / kWh, y USD de 0,069 USD / kWh en el resto del mundo. La bioenergía puede proporcionar electricidad muy competitiva donde los costos de capital son relativamente bajos y las materias primas disponibles son de bajo costo. De hecho, esta fuente de energía renovable puede proporcionar generación de electricidad despachable con un LCOE tan bajo como alrededor de 0,04 USD / kWh. Los proyectos más competitivos aprovechan residuos agrícolas o forestales ya disponibles en los sitios de procesamiento industrial, donde los costos marginales de las materias primas son mínimos o incluso nulos. Para los sistemas de cogeneración de bioenergía el LCOE de electricidad se puede reducir a tan solo 0,03 USD / kWh, dependiendo de los costos para la alternativa de calor o vapor disponibles para el sitio. Incluso pueden ser atractivos proyectos de mayor costo en ciertos países en desarrollo, dado que proporcionan seguridad del suministro en condiciones de falta de flujo

eléctrico. Los proyectos que utilizan materias primas de bajo costo como residuos agrícolas o forestales, o los residuos de la transformación de productos agrícolas o forestales, tienden a tener los LCOE más bajos. Según la base de datos de IRENA el LCOE promedio ponderado del proyecto por materia prima es 0,06 USD / kWh o menos para proyectos que utilizan bioenergía sólida primaria (típicamente madera o astillas de madera), residuos sólidos urbanos renovables y otros residuos vegetales y agrícolas. Los proyectos que dependen de los residuos municipales tienen altos factores de capacidad y son generalmente una fuente económica de electricidad, sin embargo, el LCOE para proyectos en Estados Unidos es significativamente más alto que el promedio. Dado que estos proyectos se han desarrollado principalmente para resolver problemas de gestión de residuos, y no principalmente por la competitividad de su producción de electricidad, asimismo, esto no es necesariamente un impedimento a su viabilidad. En Europa, estos proyectos a veces también suministran calor a los usuarios industriales locales o a la red de calefacción del distrito, con los ingresos de estas ventas, el valor del LCOE cae por debajo de lo que se presenta en bibliografía.

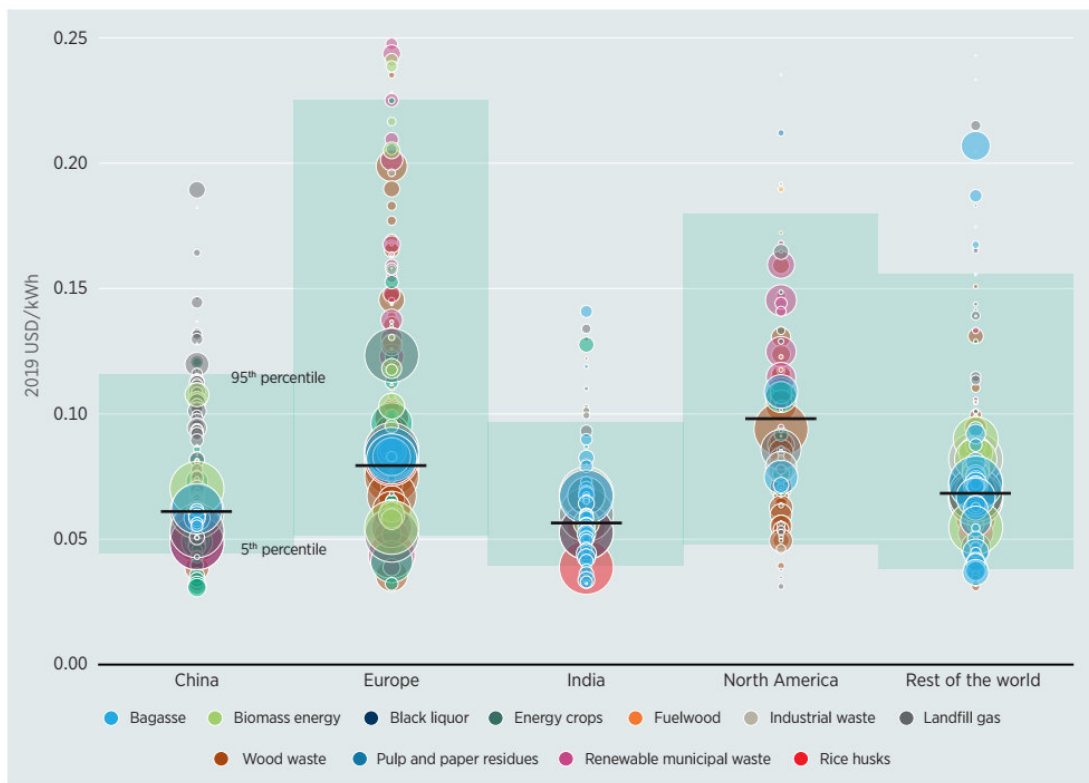


Figura 7.1.10: Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) y promedio ponderado por biomasa y país o región, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020).

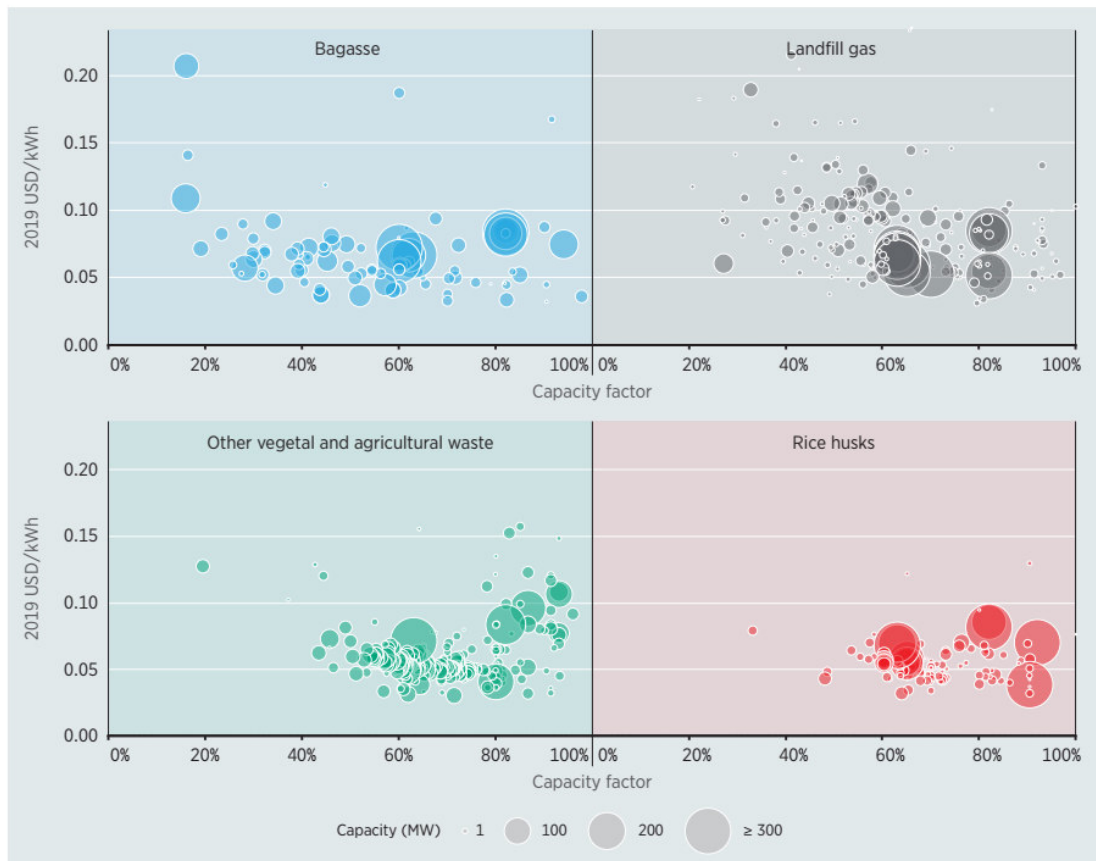


Figura 7.1.11: Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) y factores de capacidad por biomasa, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020).

Muchos de los proyectos de mayor costo en Europa y Norteamérica utilizando residuos sólidos urbanos como materia prima dependen de tecnologías con mayor costo de capital, para asegurar que las emisiones de contaminantes locales se reduzcan a niveles aceptables. Excluyendo estos proyectos, que típicamente no son los más grandes, se reduce el peso del LCOE promedio en Europa y América del Norte por alrededor de 0,01 USD / kWh y se reduce la brecha con el LCOE de las regiones no pertenecientes a la OCDE. En la figura 7.1.11 se presenta el LCOE y el factor de capacidad por proyecto y promedios ponderados de proyectos de generación por residuos utilizados como materia prima, siendo estos, bagazo, vertedero gas, cascarilla de arroz y “otros” vegetales y agrícolas. En la figura 7.1.11 se puede observar la relación dinámica entre las influencias de la disponibilidad de materia prima y el óptimo económico para un proyecto. Es importante destacar que el LCOE de estos proyectos es comparable a los que se basan en materias primas de biomasa leñosa más

genéricas, como pellets y astillas de madera, que pueden ser más fácilmente adquiridos durante todo el año. Por lo tanto, el acceso a materias primas de bajo costo compensa el impacto en el LCOE de proyectos de factores de menor capacidad. Para proyectos que utilizan “otros” residuos vegetales y agrícolas como materia prima primaria, los datos tienden a sugerir que existe correlación entre mayores factores de capacidad y LCOE más bajos en los países en desarrollo, dado que los proyectos de mayor costo con factores de capacidad superiores al 80% se encuentran en países de la OCDE.

7.1.3.5. Costos asociados a la generación de energía eléctrica para los proyectos de bioenergía

En Argentina, existen plantas de generación eléctrica por biomasa y biogás en funcionamiento, como son los casos de la Central Térmica Pindó¹ a partir de Biomasa, ubicada en Puerto Esperanza, en la provincia de Misiones con una potencia contratada de 2 MW y un precio adjudicado de 0,110 USD / kWh &. Y la Central Térmica a partir de Biogás, Bioenergía Yanquetruz², con 1,2 MW de potencia contratada y un precio adjudicado de 0,160 USD / kWh &. Cómo así también, La Planta de Biomasa Abra Ancha³ en la ciudad de Aluminé, donde se proyecta una planta de cogeneración de vapor y energía eléctrica con potencia de 2,5 MVA, con una inversión proyectada de 5 MM USD. Fuente: Corfone S.A.⁴), a razón de 2 MM USD / MW (considerando un factor de potencia de 1). Y la Planta de Biogás San Pedro Verde⁵ genera electricidad a partir de biogás a partir de efluentes de un tambo. El proyecto de Adecoagro de 1,42 MW de potencia instalada, fue adjudicado en la Ronda 1 del Programa RenovAr. La planta tuvo una inversión de 6 millones de dólares; a una razón de 4,22 MM USD / MW. Para el caso de la provincia del Neuquén, atendiendo al hecho de la alta dispersión en la distribución territorial que pueden presentar los residuos forestales y ganaderos, Hay que tomar en cuenta que tanto para los residuos de biomasa por residuo forestal como

1: <https://pindosa.com.ar/energia>

2: <http://www.tecnoredconsultores.com.ar/yanque.html>

&: RESOLUCIÓN MEyM N° 213 / 281 / 202/2016

3: Planta de Biomasa Abra Ancha: <http://www.cursobioeconomia.mincyt.gov.ar/wp-content/uploads/2014/12/2.-Corfone-como-instrumento-para-el-desarrollo-de-la-actividad-forestal-G.-Richard.pdf>

4: corfonesa.com.ar

5: Planta de Biogás San Pedro Verde: <https://www.minem.gob.ar/energia-electrica/energias-renovables/prensa/26792/entro-en-operaciones-la-planta-de-biogas-san-pedro-verde>

ganaderos, el transporte tiene un peso fundamental en la viabilidad económica de los proyectos, por lo cual se supondrá que las plantas de generación estarán emplazadas en las proximidades de los aserraderos y de los *feedlots*, respectivamente.

Dado que, con ambas fuentes energéticas, generación por residuos forestales y residuos ganaderos (excremento), se estimaron valores de 1 MW (aprox. en al menos dos regiones características) y 640 kW (aprox.), respectivamente (tablas 7.1.5 y 7.1.11); y considerando la alta dispersión territorial que presentan los establecimientos forestales como ganaderos antes presentados, es que se considerarán plantas de generación eléctrica para la generación por residuos forestales y para residuos ganaderos (excremento) de 100 kW (0,10 MW).

Dado que para la generación por residuos forestales, tomando como referencia un costo de instalación igual al costo de inversión de la Planta de Biomasa de Abra Ancha, de 2.000 USD / kW, y teniendo en cuenta, que está muy por debajo del valor promedio de 5.000 USD / kW (IRENA; 2020), además, considerando un factor de escala en la planta, es que se tomará como costo de instalación 5.000 USD / kW, un factor de capacidad del 86 %, costos fijos del orden del 6 % de los costos de instalación, costos variables del orden de 0,005 USD / kWh y para la estimación del costo de la materia prima se tomó el 50% del máximo LCOE promedio (0,099 USD / kWh), correspondiente a América del Norte (en base a datos de IRENA 2020). En la tabla 7.1.13 se resumen los resultados obtenidos y el LCOE obtenido para la generación por residuos forestales.

Tabla 7.1.13: Costos y LCOE (Anexo A) calculado de las plantas de generación por residuos forestales de 100 kW (0,10 MW).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | Materia prima (USD) | O&M (USD) | | Costo Capital (tasa anual en %) | LCOE |
|----------|------------------|------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|------------------|---------------------------------|-------------|
| | | | USD/kW 5.000 | 50% máx. LCOE (0,099) | Costos fijos | Costos variables | | (USD/kWh) |
| (kW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | 0,0495 | 6% de Costos instalación | 0,005 USD/kWh | 10% | 0,099 (máx) |
| 100 | 0,753 | 86% | 500.000 | 37.291,32 | 30.000 | 3.766,80 | 10% | 0,165 |

Fuente: elaboración propia en base a IRENA 2020.

Para la generación por residuos ganaderos (excremento) se toma como referencia un costo de instalación tomando como referencia el costo de inversión de la Planta de Biogás de San Pedro Verde, 4.220 USD / kW (superior al valor promedio de 3.500 USD / kW presentado por en IRENA 2020), un factor de capacidad del 80%, costos fijos del

orden del 6% de los costos de instalación, costos variables del orden de 0,005 USD / kWh y para la estimación del costo de la materia prima se tomó el 50% del máximo LCOE promedio (0,099 USD / kWh), correspondiente a América del Norte (en base a datos de IRENA 2020). En la tabla 7.1.14 se resumen los resultados obtenidos y el LCOE obtenido para la generación por residuos forestales.

Tabla 7.1.14: Costos y LCOE (Anexo A) calculado de las plantas de generación por residuos ganaderos (excremento) de 100 kW (0,10 MW).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | Materia prima (USD) | O&M (USD) | | Costo Capital (tasa anual en %) | LCOE (USD / kWh) |
|----------|------------------|------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|------------------|---------------------------------|------------------|
| | | | USD/kW 4.220 | 50% de máx. LCOE (0,099) | Costos fijos | Costos variables | | |
| (kW) | (GWh) | (%) | MM USD | 4,95% | 6% de Costos instalación | 0,005 USD/kWh | 10% | 0,099 (máx) |
| 100 | 0,7008 | 80% | 422.000 | 3.434,27 | 25.320 | 3.504 | 10% | 0,110 |

Fuente: elaboración propia en base a IRENA 2020.

En comparación con el LCEO promedio ponderado global (IRENA; 2020) de 0,066 USD / kWh, para las plantas de generación por bioenergía, los valores obtenidos de LCOE para las plantas de generación por residuos forestales y ganaderos, son de 0,165 USD /kWh y 0,110 USD / kWh, resp. Algo más elevados en comparación al valor promedio global en el caso de la planta de biomasa (IRENA; 2020).

7.1.4. Estado del estudio de las emisiones de GEI para el ciclo de vida de Bioenergías

La estimación de las emisiones totales de GEI involucradas en el ciclo de vida de bioenergías, debe considerar la variedad de tecnologías, materias primas de biomasa e indicadores ambientales involucrados. Dentro de los criterios de detección establecidos, las Valoraciones de Ciclo de vida (Life cycle assessments - LCA's) existentes se centran en la combustión de biomasa con fuentes de energía fósil, combustión directa de biomasa y gasificación de biomasa (EPRI; 2013).

7.1.4.1. El ciclo de vida de la bioenergía (LCA de la bioenergía)

La figura 7.1.12 ilustra el alcance del ciclo de vida de la bioenergía que cubre la literatura presentada en el trabajo de referencia *“Literature Review and Sensitivity*

Analysis of Biopower Life-Cycle Assessments and Greenhouse Gas Emissions. EPRI 2013 - 1026852". El cuadro de puntos en la figura 7.1.30 indica el límite del sistema estudiado mediante la armonización de los resultados de ciclo de vida (LCA).

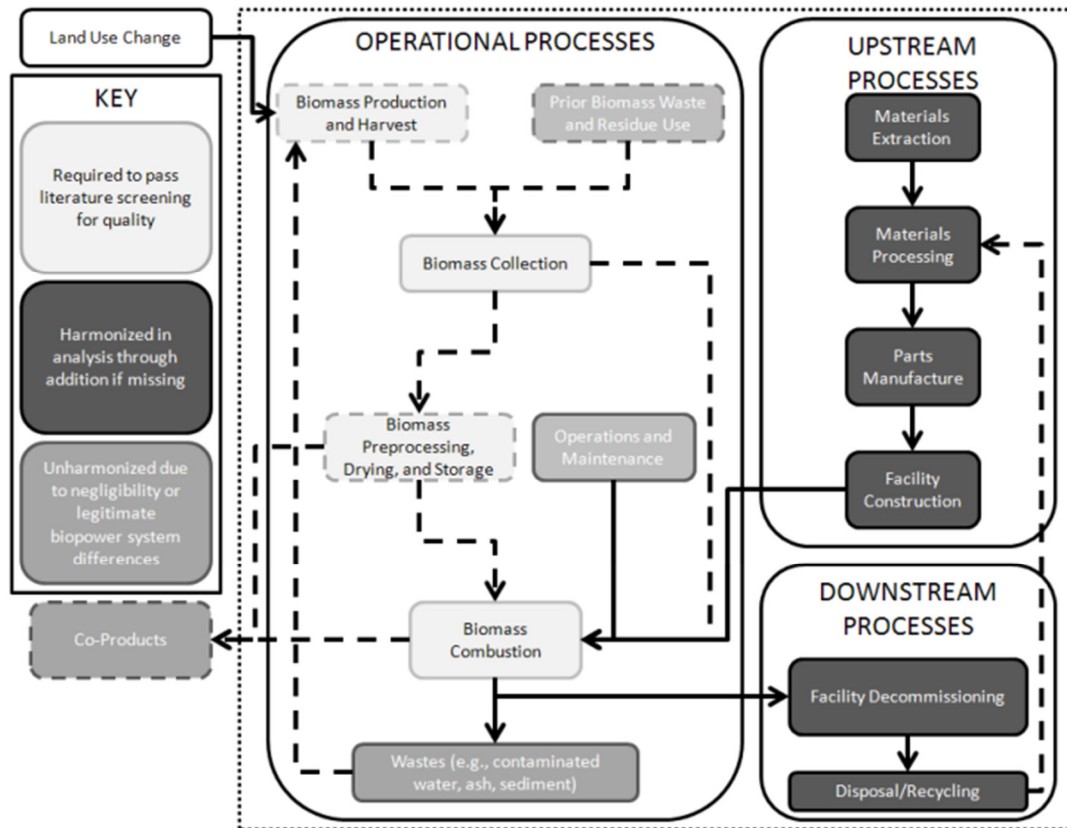


Figura 7.1.12: Límites de estudio de la armonización de LCA para la generación de electricidad por fuentes bioenergéticas (EPRI; 2013).

En general se agrupan las fases del ciclo de vida en 3 (tres) categorías:

- a. **Procesos aguas arriba:** los procesos aguas arriba ocurren una vez antes de los procesos operativos e incluyen construcción de instalaciones y suministro de materiales.
- b. **Procesos operativos:** los procesos operativos producen GEI emitidos de forma continua por unidad de electricidad generada. Incluyen producción de biomasa, uso previo, cosecha, recolección, preprocesamiento, secado, almacenamiento y combustión; operación y mantenimiento de instalaciones; y gestión y tratamiento de residuos.

- c. Procesos posteriores:** los procesos posteriores ocurren una vez después de la operación de una instalación los procesos cesan e incluyen el desmantelamiento de las instalaciones y cualquier eliminación o reciclaje de material.

Del estudio de los distintos ciclos de vida se observa que a mayores eficiencias se logran menos emisiones de GEI por unidad de producción de energía, dado que menos biomasa se quema por unidad de energía producida (EPRI; 2013).

El poder calorífico (heating value) representa el contenido de energía del combustible o la cantidad de energía liberada cuando se quema un combustible. Los valores menores de poder calorífico reportados en la literatura, oscilan entre un mínimo de 4.300 y un máximo de 8.800 Btu/lb de biomasa seca. El poder calorífico de todas las materias primas de biomasa se armonizó con la estimación mediana de la literatura, **7.700 Btu/lb** de biomasa seca. Los parámetros restantes armonizados fueron la vida útil, el factor de capacidad y, cuando faltan, el ciclo de vida de las emisiones de GEI aguas arriba y aguas abajo. La vida útil y el factor de capacidad influyen en la distribución de emisiones únicas de GEI aguas arriba y aguas abajo durante la vida de una instalación de bioenergía. La vida útil representa el número de años que la planta de energía está en funcionamiento y fue armonizado **a 25 años** como representante del valor medio de la literatura. El factor de capacidad representa el porcentaje de la capacidad a la que opera la planta de energía, promediada sobre el curso de un año. El factor de capacidad se armonizó al **76%** como representante de la mediana valor en la literatura. Las fases del ciclo de vida aguas arriba y aguas abajo se agregaron donde faltaba esa información, basado en estimaciones medias de estudios que informaron sobre esas etapas del ciclo de vida. Las emisiones de GEI de las fases del ciclo de vida aguas arriba y aguas abajo generalmente se consideran menores (EPRI; 2013). La armonización de estos parámetros se completó para reducir la variabilidad de los valores atípicos que reportan emisiones significativas de GEI durante el ciclo de vida de la construcción y desmantelamiento. En la figura 7.1.13 se presentan resultados de ciclo de vida de emisiones de GEI publicadas en la literatura, también ilustra las emisiones de GEI del ciclo de vida una vez que los Potenciales de Calentamiento Global (PCG) están armonizados y se eliminan las emisiones de GEI de carbón relacionadas con la co-combustión (co-firing) (EPRI; 2013).

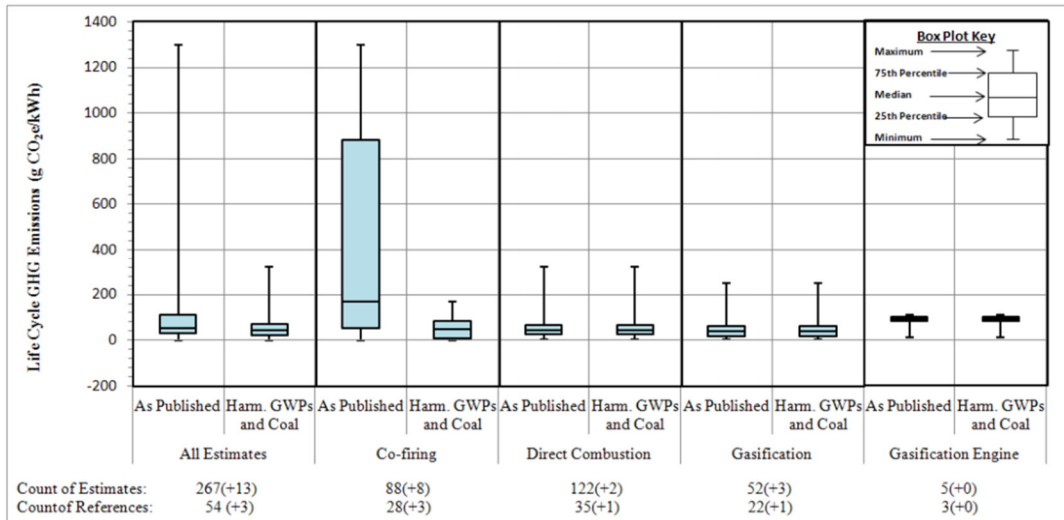


Figura 7.1.13: Emisiones de GEI (g CO₂ eq / kWh) en el ciclo de vida de plantas de bioenergía (EPRI; 2013).

En la figura 7.1.13, la mayoría de las estimaciones se agrupan entre aproximadamente 20 y 69 g CO₂ eq / kWh, que representan los percentiles 25 y 75, respectivamente. El alcance y la tendencia central de cada tecnología de bioenergía evaluada son generalmente comparables, al dejar de considerar las emisiones de GEI de carbón relacionadas con la co-combustión (co-firing). Y se observa que los sistemas de generación usando gasificación presentan valores de ciclo de vida de emisiones de GEI más altas que otras tecnologías.

7.1.4.2. Ciclo de vida armonizado de emisiones de GEI por categoría de tecnología de bioenergía

En la figura 7.1.14 se ilustran las emisiones de GEI del ciclo de vida, donde se puede observar que la mayoría de las estimaciones se agrupan entre aproximadamente 18 y 59 g CO₂ eq / kWh, que representan los percentiles 25 y 75, respectivamente.

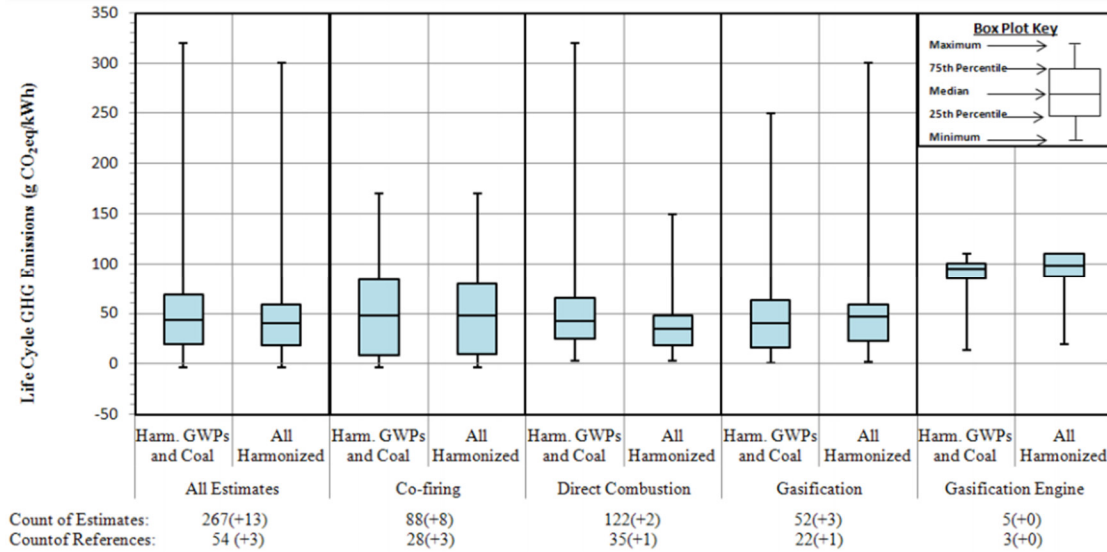


Figura 7.1.14: Ciclo de vida de emisiones GEI por tipo de tecnología de bioenergía por kilowatt-hora generado (EPRI; 2013).

7.1.4.3. Armonización de las emisiones de GEI por tipo de biomasa

Las distribuciones de las emisiones de GEI del ciclo de vida por categorías de materias primas (Harmonized Life Cycle Greenhouse Gas Emissions by Biopower Feedstock) se muestran en la figura 7.1.15. La mayoría de las categorías de materias primas no cambiaron en gran medida por la armonización (es decir, cultivos leñosos dedicados, residuos de molinos, cultivos herbáceos dedicados y otros desechos y residuos). Dentro de la mayoría de las categorías de materias primas todavía hay una variación significativa de emisiones de GEI en el ciclo de vida, posiblemente debido a especificaciones del sistema no relacionadas con los elementos armonizados, generalmente aguas arriba de la instalación de bioenergía (EPRI; 2013).

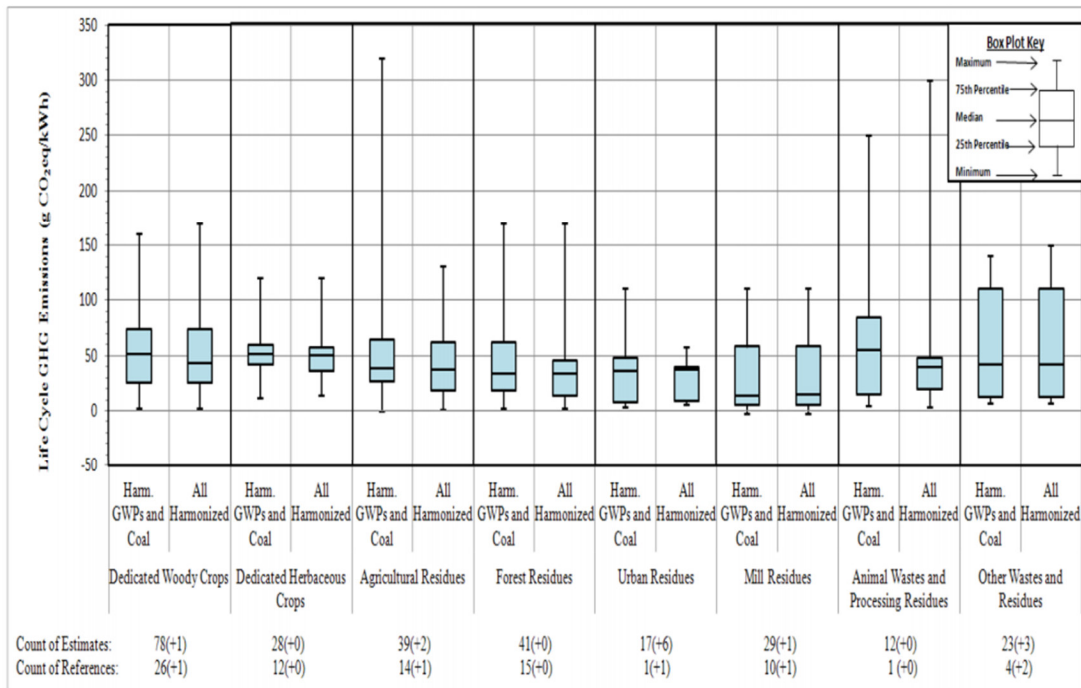


Figura 7.1.15: Ciclo de vida de emisiones GEI por tipo de biomasa considerada (EPRI; 2013).

La categoría "Otro" ("Other"; figura 7.1.15) incluye mezclas indefinidas de otras categorías de materia prima de biomasa.

El objetivo de la armonización es mejorar la consistencia de los casos de LCA publicados que permiten una comparación más consistente e identificar la influencia de parámetros armonizados sobre el ciclo de vida de las emisiones de GEI (EPRI; 2013). Para el caso de interés del trabajo se toman los valores de referencia de ciclo de vida para las emisiones de GEI armonizadas; considerando la media de siete criterios posibles asociados. Se distingue por tipo de fuente energética para residuos forestales de 43 g CO₂ eq / kWh (tabla 7.1.15); y para residuos animales (excrementos) 53 g CO₂ eq / kWh (tabla 7.1.16).

Tabla 7.1.15 Variabilidad y tendencia central del Ciclo de vida de emisiones de GEI para Residuos forestales por kilovatio generado (EPRI; 2013).

| Forest Residues | As Published Life Cycle GHG (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized GWPs (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized GWPs and Coal (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by GHGs (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by System Boundaries (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by Thermal Efficiency (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by Heating Value (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by All (g CO ₂ eq/kWh) |
|-----------------------------------|--|--|---|---|--|---|--|--|
| Mean | 170 | 170 | 45 | 46 | 45 | 43 | 43 | 43 |
| Std Dev | 310 | 310 | 38 | 38 | 38 | 41 | 39 | 41 |
| Minimum | 7 | 7 | 2 | 2 | 2 | 2.2 | 2 | 2.2 |
| 25th Quartile | 22 | 22 | 18 | 18 | 18 | 18 | 17 | 14 |
| Median | 36 | 36 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 |
| 75th Quartile | 74 | 74 | 62 | 67 | 62 | 45 | 56 | 45 |
| Maximum | 1000 | 1000 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 |
| Interquartile Range (75th - 25th) | 52 | 52 | 44 | 49 | 44 | 27 | 39 | 31 |
| Range (max - min) | 990 | 990 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 |
| Change in Mean (%) | - | 0% | -280% | 2% | 0% | -5% | -5% | -5% |
| Change in SD (%) | - | 0% | -720% | 0% | 0% | 7% | 3% | 7% |
| Change in Median (%) | - | 0% | -6% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Change in Interquartile Range (%) | - | 0% | -18% | 10% | 0% | -63% | -13% | -42% |
| Change in Range (%) | - | 0% | -480% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Count of Estimates* | - | 2 | 6 | 11 | 8 | 31 | 11 | 31 |
| Count of References* | - | 2 | 4 | 4 | 2 | 12 | 5 | 12 |

Tabla 7.1.16: Variabilidad y tendencia central del Ciclo de vida de emisiones de GEI para Residuos de animales por kilovatio generado (EPRI; 2013).

| Animal Wastes and Processing Residues | As Published Life Cycle GHG (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized GWPs (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized GWPs and Coal (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by GHGs (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by System Boundaries (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by Thermal Efficiency (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by Heating Value (g CO ₂ eq/kWh) | Harmonized by All (g CO ₂ eq/kWh) |
|---------------------------------------|--|--|---|---|--|---|--|--|
| Mean | 620 | 420 | 67 | 67 | 67 | 62 | 57 | 53 |
| Std Dev | 390 | 390 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 |
| Minimum | 68 | 68 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 5.6 | 2.7 | 3.3 |
| 25th Quartile | 74 | 74 | 33 | 33 | 33 | 35 | 20 | 24 |
| Median | 130 | 130 | 72 | 72 | 72 | 57 | 52 | 46 |
| 75th Quartile | 850 | 850 | 100 | 100 | 100 | 85 | 82 | 68 |
| Maximum | 900 | 900 | 130 | 130 | 130 | 140 | 140 | 130 |
| Interquartile Range (75th - 25th) | 780 | 780 | 67 | 67 | 67 | 50 | 62 | 44 |
| Range (max - min) | 830 | 830 | 130 | 130 | 130 | 130 | 140 | 130 |
| Change in Mean (%) | - | -48% | -830% | 0% | 0% | -8% | -18% | -26% |
| Change in SD (%) | - | 0% | -830% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Change in Median (%) | - | 0% | -81% | 0% | 0% | -26% | -38% | -57% |
| Change in Interquartile Range (%) | - | 0% | -1100% | 0% | 0% | -34% | -8% | -52% |
| Change in Range (%) | - | 0% | -540% | 0% | 0% | 0% | 7% | 0% |
| Count of Estimates* | - | 4 | 8 | 0 | 0 | 12 | 11 | 12 |
| Count of References* | - | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |

Considerando los potenciales de generación obtenidos por residuo forestal y residuo animal (excremento) (tablas 7.1.4 y 7.1.11). Donde se consideró la suma de los potenciales para cada una de las regiones [(11,21 + 11,13 + 1,35) GWh] (propuesta de Laharrague) para la tecnología de gasificación GCC, correspondiente a residuo forestal. Y para el caso del residuo ganadero, solo se consideró lo asociado al ganado en *feedlot*, que es del cual se obtiene un residuo (excremento) para considerar en la generación de energía eléctrica. En la tabla 7.1.17 se pueden observar las cantidades anuales de emisiones de GEI por las Bioenergías consideradas.

Tabla 7.1.17: Emisiones anuales de GEI considerando el potencial de generación por Bioenergías.

| Bioenergía | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh) | Tons CO ₂ eq - anual |
|-----------------------------|----------------------------|---------------|---------------------------------|
| Residuo forestal | 43 | 23,69 | 1.018,67 |
| Residuo animal (excremento) | 53 | 5,64 | 299,00 |

Fuente: elaboración propia.

Ahora, se consideran las emisiones de GEI para los casos de Residuos forestales (tabla 7.1.18) y de Residuos de animales (tabla 7.1.19), considerando la planta de generación de 100 kW.

Tabla 7.1.18: Emisiones anuales de GEI para la generación por Residuo forestal (Planta de 100 kW).

| Bioenergía | Potencia Planta ajustada por FC = 80% (MW) | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh) | Tons CO ₂ eq - anual |
|------------------|--|----------------------------|---------------|---------------------------------|
| Residuo forestal | 0,80 | 43 | 0,70 | 37,14 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.1.19: Emisiones anuales de GEI para la generación por Residuo animal (Planta de 100 kW).

| Bioenergía | Potencia Planta ajustada por FC = 86% (MW) | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh) | Tons CO ₂ eq - anual |
|-----------------------------|--|----------------------------|---------------|---------------------------------|
| Residuo animal (excremento) | 0,86 | 53 | 0,75 | 32,39 |

Fuente: elaboración propia.

Los volúmenes de biomasa obtenidos para la generación de electricidad hacen pensar en un mejor aprovechamiento de la misma sea a través de plantas pequeñas, de escala local o incluso asociadas a las locaciones específicas de donde es obtenida la biomasa; además del hecho que solo significativos aumentos en la intensidad de las respectivas explotaciones podrían mejorar esta relación entre plantas de 1 MW y las superficies de actividad productiva.

7.2. Generación eólica de electricidad

La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento y se transforma en energía eléctrica o mecánica. Se pueden distinguir dos tipos de aplicaciones: las instalaciones para la producción de electricidad y las instalaciones de bombeo de agua. Entre las instalaciones de producción de electricidad se pueden distinguir instalaciones aisladas, no conectadas a la red eléctrica e instalaciones conectadas, normalmente, como pueden ser los parques eólicos. Las instalaciones no conectadas a la red, suelen cubrir aplicaciones de pequeña potencia, como pueden ser para la electrificación de zonas rurales o marginales. Las aplicaciones conectadas a la red eléctrica, por otra parte, son las que permiten obtener un aprovechamiento energético mayor, como así también las que presentan las mejores expectativas de crecimiento de mercado.

La provincia del Neuquén dispone de un recurso muy significativo. La velocidad media del viento, en las zonas más favorables, supera los 8 m/s, con un factor de disponibilidad del recurso cercano al 40%, suficiente para sostener proyectos económicos de producción de energía eólica. Además, la provincia dispone de líneas de transmisión en las cercanías de las zonas de interés, indispensables para transportar la energía generada y una vasta infraestructura logística e industrial impulsada en gran parte por la actividad petrolera (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

La historia de generación eólica de electricidad en la provincia no es tan reciente y se puede remontar a la década de los años 90, específicamente al año 1994, con el proyecto del Parque Eólico de Cutral-Co, el cual está operativo y cuenta con una turbina Micron M750-400/100, con una potencia total de 400 kW. En la zona del emplazamiento del parque la velocidad media anual del viento es de 7,2 m/s (Fundación Bariloche; 2009). Más reciente, en el año 2006, se adjudicó en la Ronda I del plan RenovAR, el proyecto eólico Los Meandros; el mismo consiste en un parque eólico de 75 MW de potencia, ubicado en el departamento Confluencia, provincia del Neuquén. Y se espera que genere 270,4 GWh de electricidad anuales, lo que equivale a un factor de capacidad neto de 41,2%. Las empresas que llevan adelante el proyecto son ENVISION ENERGY (NETHERLANDS) BV (75%) y ENVISION ENERGY (JIANGSU) CO. LTD (25%); pero hasta la fecha (abril 2021) no se encuentra operativo. (Informe Energía Renovables en Argentina, Subsecretaría de Energías Renovables 2016). Y en

el último año (2020), el Proyecto eólico Vientos Neuquinos, desarrollo a cargo de la empresa AES Argentina, puso en funcionamiento 10 (diez) molinos eólicos, que representa aproximadamente un tercio de la capacidad, que contempla la puesta en funcionamiento de 29 (veintinueve) aerogeneradores en total. Una vez puesto en funcionamiento el total de los aerogeneradores se espera que este parque eólico aporte 100 MW al sistema interconectado nacional. Se estima que la vida útil de este proyecto será de 30 años, donde se aprovecha un factor de viento del 40% en la localidad de Bajada Colorada (fuente: Suplemento digital “Más Energía” del diario La Mañana Neuquén, artículo: **Martín Genesio: “Se vienen 10 molinos más”**. <https://mase.lmneuquen.com/energias-renovables/martin-genesio-se-viene-10-molinos-mas-n712345>; 2020).

7.2.1. La transformación de la energía eólica

La energía contenida en el viento, energía cinética, puede ser transformada, según sea la necesidad, en energía eléctrica, mecánica o térmica. En general no se requieren altas velocidades de viento para generar energía, para el caso de interés energía eléctrica, más bien al contrario, cuando el viento es demasiado intenso se hace necesario detener los equipos para evitar deterioro. En la mayoría de los casos, un equipo comienza a generar energía con una velocidad del viento de alrededor de 4 (cuatro) metros por segundo (m/s), equivalente a unos 15 (quince) kilómetros por hora (15 km/h), entregando su potencia máxima cuando la velocidad es del orden de los 12 m/s a 15 m/s (40 a 55 km/h) y es necesario sacar de servicio el equipo cuando alcanza los 25 m/s (90 km/h). Existen, fundamentalmente, dos tipos principales de equipos eólicos que aprovechan la energía cinética del viento, por un lado, los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua, y por otro, los aerogeneradores de electricidad (Vidal; 2014). En el anexo G se presentan los dos principales equipos eólicos que aprovechan la energía cinética del viento y aspectos técnicos y, físicos del viento.

7.2.3. Potencial eólico en la provincia del Neuquén

Del trabajo publicado por Palese et al. (2006) en referencia al potencial de generación de energía eólica en la provincia del Neuquén, se tomaron los aspectos más relevantes para la determinación del potencial energético. Para el cálculo del potencial de generación de energía eólica es necesario el conocimiento geofísico del área en estudio ya que el campo de velocidades del viento depende de ello (figura 7.2.1). Otro parámetro de consideración es la longitud de rugosidad aerodinámica (z_0), la cual representa las variaciones de las características de la superficie a lo largo del terreno (figura 7.2.2). La provincia por su parte presenta gran diversidad de paisajes, desde la meseta árida caracterizada por la estepa arbustiva y la estepa gramínea, los valles de los ríos y arroyos con matorrales, los lagos naturales y los embalses de los aprovechamientos hidroeléctricos, el bosque andino patagónico, los valles irrigados con cultivos de frutales, los pueblos, ciudades y la zona de la alta montaña. Para el caso, la rugosidad aerodinámica fue estimada en forma indirecta a través del conocimiento del tipo de cobertura del suelo y de la altura media de los obstáculos; Identificando 9 (nueve) tipos de rugosidad (Palese; 2006).

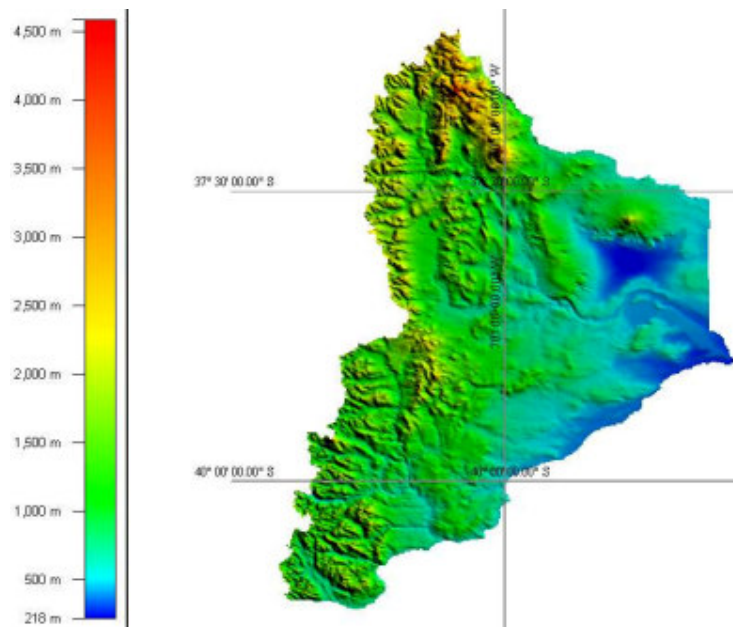


Figura 7.2.1: Mapa topográfico de la provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006).

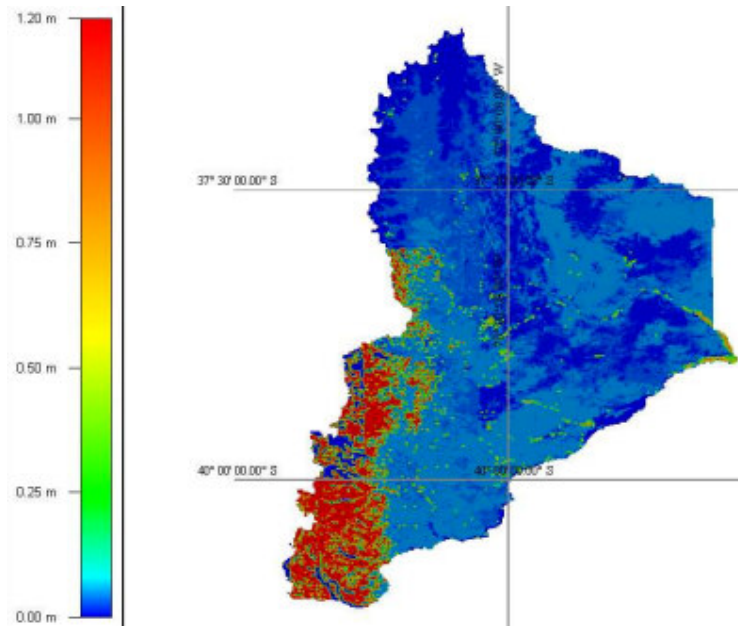


Figura 7.2.2: Mapa de Longitud de rugosidad aerodinámica de la provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006).

Los datos medidos en superficie de la dirección e intensidad del viento se utilizan para empezar el modelado que terminará por la elaboración del mapa eólico. El mapa eólico de la provincia se realizó a partir de la información de lugares e instituciones que estuvieran o estén tomando datos meteorológicos. La información meteorológica utilizada proviene de varias fuentes, organismos públicos y empresas privadas que recopilaban datos de viento de 30 estaciones con períodos de medición que van desde 1(un) año a 10 (diez) años, en particular la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC), la Dirección Provincial de Recursos Hídricos, la Universidad Nacional del Comahue y las empresas Repsol YPF, Capex, Copelco y Petrobrás. Y se agregan los datos provenientes de las estaciones meteorológicas que funcionan en los aeropuertos de Neuquén, Bariloche y Chapelco del Servicio Meteorológico Nacional y los registrados por el EPEN en la localidad de Villa Puente Picún Leufú. Con la finalidad de cubrir zonas con baja densidad en la red de información, el EPEN instaló 5 (cinco) estaciones anemométricas (NRG con sensores calibrados) que cuentan a la fecha (2006) con más de un año de datos (figura 7.2.3).



Figura 7.2.3: Mapa de Red de estaciones de medición en la provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006).

Los resultados obtenidos confirman que la provincia del Neuquén tiene un recurso eólico muy significativo (figura 7.2.4). En el norte, en la zona comprendida entre los volcanes Domuyo y Tromen, en la Cordillera del Vientos, y en la Sierra de Chorriaca. En el centro de la provincia en las sierras de Catán Lil. Por último, al sur, en la región cercana a la Cordillera de los Andes. Si bien muchos de estos lugares mencionados cuentan con excelente recurso eólico, con velocidades medias que superan los 15 m/s, algunos pueden presentar dificultades de desarrollo debido a su accidentado terreno y difícil acceso. La velocidad del viento media anual predicha por el modelo en las zonas antes mencionadas supera los 7,5 m/s, que sería suficiente para sostener proyectos económicamente viables de energía eólica. Los valles y zonas bajas son menos ventosas, con velocidades inferiores a los 5 m/s en algunos lugares. Las zonas de

vientos más favorables tienen asociadas clase 4 de vientos y mayores, es decir, superiores a 400 W/m^2 a 50 m de altura (figura 7.2.5) (Palese et al.; 2006).

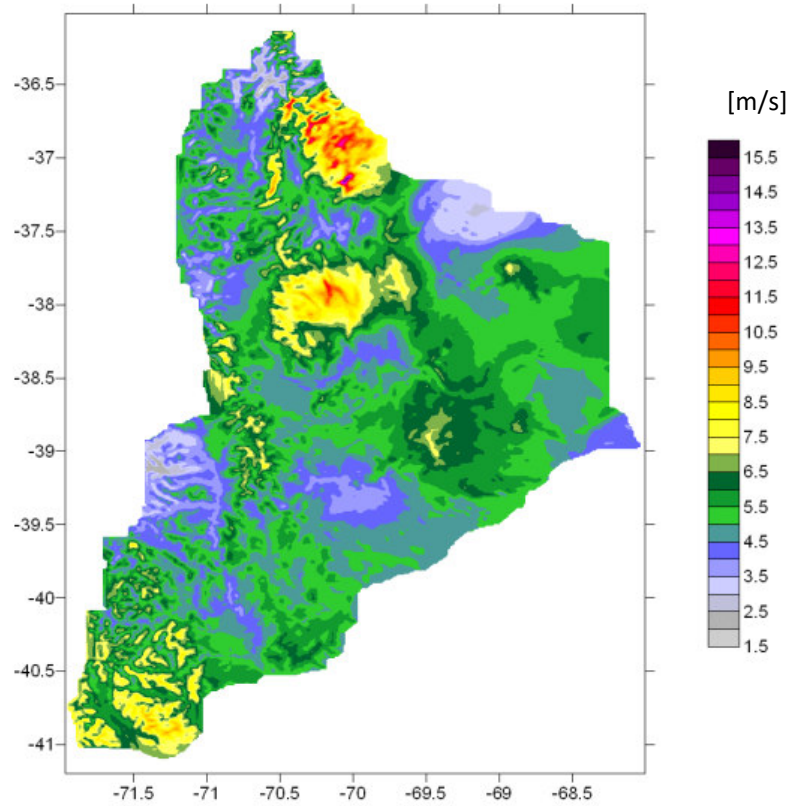


Figura 7.2.4: Mapa de distribución de probabilidad de la velocidad del viento en metros por segundo (m/s) a 50 m de altura sobre el nivel del suelo, para provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006).

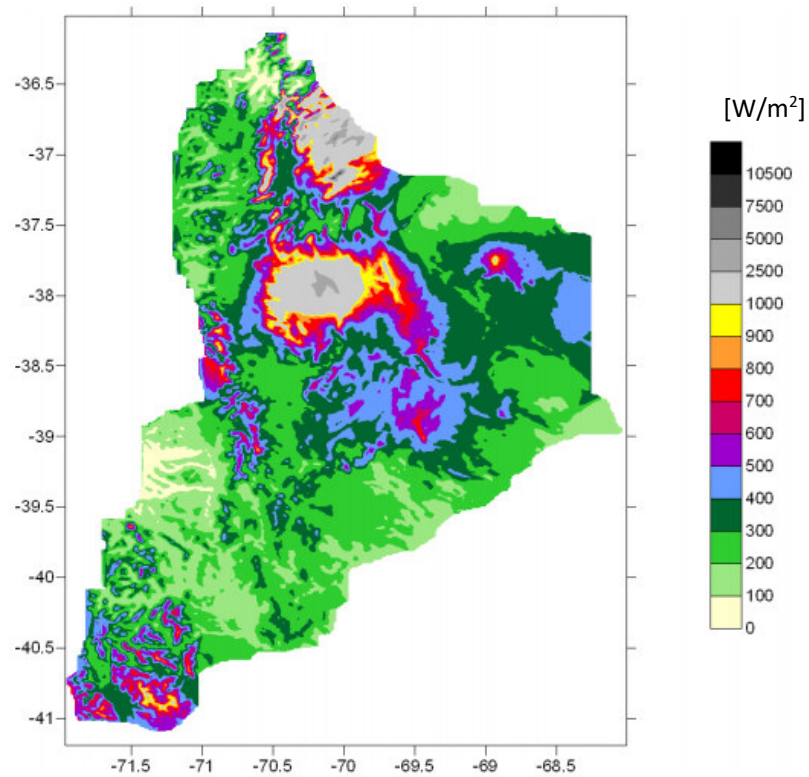


Figura 7.2.5: Mapa de Densidad de potencia en vatios por metro cuadrado (W/m^2) a 50 m de altura sobre el nivel del suelo, para provincia del Neuquén (modificado de Palese; 2006).

Para la provincia del Neuquén se estima que existen, aproximadamente, 29226 km^2 de terreno con un recurso eólico potencial de bueno a excelente (clases de 4 a 7) (Tabla 7.2.1). Esta superficie estimada representa alrededor del 30 % de la superficie total identificada con potencial para la generación de energía eólica. Los vientos que superan la clase 7, representa el 0,81 % de la superficie con potencial y corresponden a las altas cumbres (Palese; 2006).

Tabla 7.2.1: Estimación de superficie y porcentaje, respecto al total de la provincia del Neuquén, según clases de viento.

| Clase | Velocidad | Potencia | Superficie | Potencia media | Porcentaje de la superficie con potencial de generación de energía eólica |
|-------|------------|---------------------|--------------------|---------------------|---|
| | (m/s) | (W/m ²) | (km ²) | (W/m ²) | (%) |
| 1 | 0 a 5,6 | 0 a 200 | 15.602 | 100 | 16,27 |
| 2 | 5,6 a 6,4 | 200 a 300 | 28.078 | 250 | 29,29 |
| 3 | 6,4 a 7,0 | 300 a 400 | 22.961 | 350 | 23,95 |
| 4 | 7,0 a 7,5 | 400 a 500 | 12.498 | 450 | 13,04 |
| 5 | 7,5 a 8,0 | 500 a 600 | 5.451 | 550 | 5,69 |
| 6 | 8,0 a 8,8 | 600 a 800 | 4.866 | 650 | 5,08 |
| 7 | 8,8 a 11,9 | 800 a 2.000 | 5.634 | 1.800 | 5,88 |
| 8 | | > 2.000 | 777 | | 0,81 |

Fuente: elaboración propia en base al trabajo de Palese et al., 2006.

Considerando el valor estimado de 22.815 (= 29.226 – 5.634 – 777) km² (tabla 7.2.1) para vientos de clase 4 a 6; asociadas a las zonas del territorio neuquino donde la topografía es menos accidentada (figura 7.2.1) y la logística e implementación puedan ser factibles de llevarse a cabo, dada la presente interconexión de rutas nacionales y provinciales, destacando las rutas nacionales 22, 40, 231, 237 y, las rutas provinciales 7, 10, 13, 14, 43, 46, 47 (figura 5.5). Además de la extendida red eléctrica en líneas de 132 kV, 33 kV y 13,2 kV (figura 5.3 y 5.4).

Tomando como referencia el parque eólico “Vientos Neuquinos I” & de 100 MW y 29 aerogeneradores, con una densidad de instalación de turbinas eólicas de 3,87 MW/km²; y considerando el 10 % del área de la superficie adoptada para vientos de clase 4 a 6 (10% x 22.815 km²), se tienen 228,15 km² (superficie de la ciudad de Neuquén Capital, 128 km²) para realizar el emplazamiento de aproximadamente 9 (nueve) parques eólicos en la extensión de la provincia del Neuquén, equivalentes al parque eólico “Vientos Neuquinos I”. Por lo cual, la potencia estimada, bajo las consideraciones antes mencionadas, para la provincia del Neuquén es de 900 MW (9 parques eólicos x 100 MW) (tabla 7.2.2). Siendo una cantidad de parques eólicos del orden de los proyectados por el ADI-Nqn# (figura 5.2), de 8 (ocho) parques eólicos.

&: http://www.web.adinqn.gov.ar/sectores/energeticos/eolico/vn1_100mw/

#: <http://www.web.adinqn.gov.ar/>

Tabla 7.2.2: Potencia estimada para la generación de energía eléctrica por energía eólica, considerando el 10% del área de la superficie de la provincia del Neuquén.

| Superficie | Densidad de instalación de turbina eólica | Potencia estimada |
|--------------------|---|-------------------|
| (km ²) | (MW/km ²) | (GW) |
| 228,15 | 3,87 | 0,900 |

Fuente: elaboración propia.

A los fines prácticos se considerarán parques eólicos en las regiones con mejores potenciales de generación de energía eólica, cubriendo regiones norte, sur, centro-oeste y este, considerando potencias totales para los parques de 0,100 GW (100 MW).

7.2.4. Costos de generación de la energía eólica

El costo nivelado de energía (LCOE) promedio ponderado global de generación eólica terrestre (onshore) cayó un 39% entre 2010 y 2019, de 0,086 USD / kWh en 2010 a 0,053 USD / kWh en 2019. En 2019, los proyectos eólicos realizados tuvieron un LCOE más bajo que la nueva fuente más barata de generación de energía a base de combustibles fósiles. El costo total promedio ponderado global instalado se ha reducido en un 24%, de 1.949 USD / kW en 2010 a 1.473 USD / kW en 2019. El costo de instalación de la energía eólica terrestre (onshore) en 2019 varió desde alrededor de 1055 USD / kW a USD 2368 USD / kW. Los precios promedio de las turbinas cayeron por debajo de 850 USD / kW en 2019. Los precios en la mayoría de las regiones, excepto China, han caído entre un 55% y un 65% de sus picos en 2008 y 2009. Los precios de las turbinas han caído un 78% desde su pico de 2.480 USD / kW en 1998, a 550 USD / kW en 2019 (figura 7.2.6). Las mejoras tecnológicas han dado como resultado una mejora de casi un tercio en el factor de capacidad promedio ponderado, desde 27% en 2010 al 36% en 2019 (IRENA; 2020).

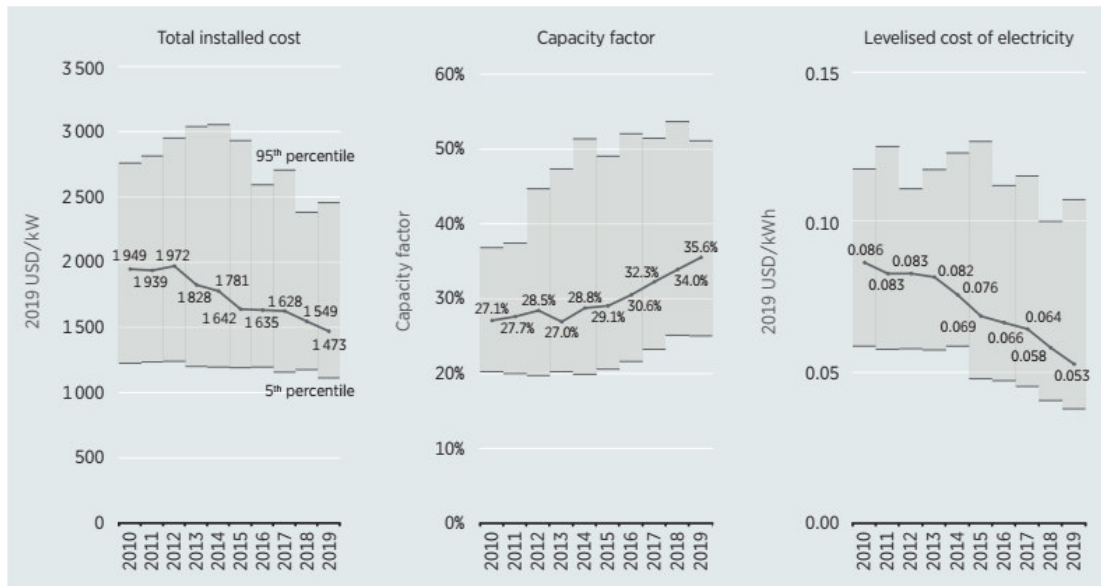


Figura 7.2.6: Costos totales promedio ponderado instalados, factores de capacidad y LCOE para la generación por energía eólica terrestre (onshore) (IRENA; 2020).

7.2.4.1. Costos de la turbina eólica

Los fabricantes de equipos de aerogeneradores originales (OEM) ofrecen una amplia gama de diseños, para diferentes características del lugar, accesibilidad y diferentes requisitos de política en diferentes regiones. Estas variaciones también pueden incluir diferentes usos de la tierra y requisitos de transporte, como diferentes técnicas y requisitos comerciales del desarrollador.

Las turbinas con diámetros de rotor más grandes aumentan la captura de energía en sitios con la misma velocidad del viento y esto es especialmente útil para explotar ubicaciones marginales. Además, las alturas más altas para el buje, que se han convertido en usuales, permiten acceder a velocidades de viento más altas en el mismo lugar. Esto permite alcanzar potencias más grandes, dado que la producción de potencia aumenta en función cúbica de la velocidad del viento. Una potencia más alta permite implementar proyectos más grandes y reduce el costo total instalado por unidad para algunos componentes de costo (expresados en MW). La figura 7.2.7 ilustra la evolución de la potencia en promedio de la turbina y diámetro del rotor entre 2010 y 2018 en algunos de los principales mercados eólicos terrestres. En general, la potencia media de los proyectos osciló entre 1,96 MW y 3,59 MW, y el diámetro del rotor de 100 metros (m) a 126 m. Los precios de las turbinas eólicas alcanzaron su mínimo anterior

entre 2000 y 2002, seguido de un fuerte aumento de precios. Esto se atribuyó a aumentos en los precios de las materias primas (especialmente cemento, cobre, hierro y acero); cuellos de botella en la cadena de suministro; y mejoras en el diseño de la turbina, con mayores y modelos más eficientes introducidos en el mercado.

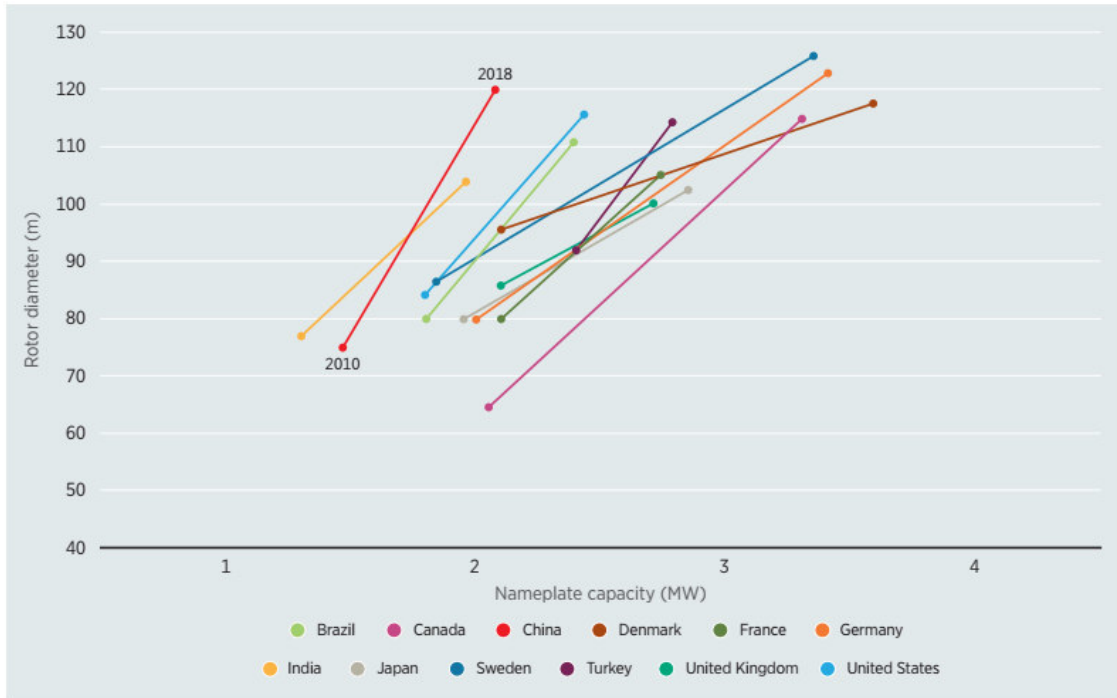


Figura 7.2.7: Evolución del Diámetro promedio ponderado del rotor y la potencia en distintos países entre 2010 y 2018 (IRENA; 2020)

A medida que las cadenas de suministro crecieron y la capacidad de producción aumentaron, los precios de las turbinas eólicas alcanzaron su punto máximo entre 2007 y 2010, pero desde entonces han caído, entre un 44% y 78% a finales de 2019, con los últimos precios oscilando entre 560 USD / kW y 830 USD / kW (figura 7.2.8). En China la caída de precios desde 1998 fue una de las más marcadas, cuando el precio de la turbina eólica era de alrededor de 2.480 USD / kW - hasta el año 2002, luego disminuyendo constantemente hasta el punto en que en 2019 el precio fue de alrededor de un promedio de 530 USD / kW. Esto estuvo asociado a una mayor competencia entre fabricantes, donde los márgenes se han visto sometidos a una presión creciente, en beneficio de los consumidores. La caída de los precios de las turbinas a nivel mundial se ha producido a pesar del aumento de los diámetros del rotor, la altura de los bujes y potencias. Adicionalmente, las

diferencias de precio entre turbinas con diferentes los diámetros del rotor han disminuido. En 2019, esto puede ser visto (figura 7.2.8) en la diferencia porcentual mínima - 4% - entre los precios de las turbinas con un diámetro de rotor por encima de 100 m (785 USD / kW) y aquellos con un diámetro de rotor de menos de 100 m (752 USD / kW) (IRENA; 2020).

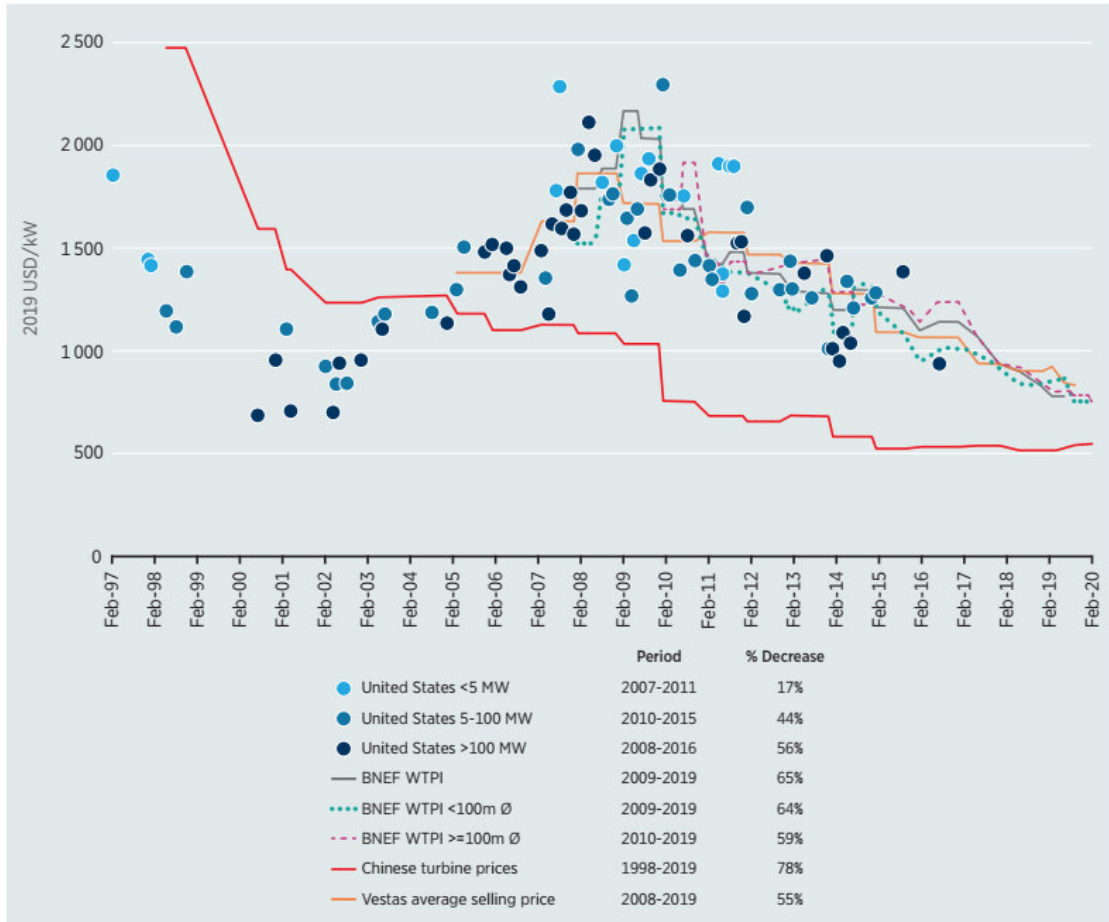


Figura 7.2.8: Tendencia en los precios de las turbinas eólicas en distintos países y potencias instaladas, entre 1997 y 2019 (IRENA; 2020).

7.2.4.2. Costos totales de instalación

El costo total de instalación promedio ponderado global de los proyectos eólicos terrestres (onshore) cayó un 72% entre 1983 y 2019, de 5.179 USD / kW a 1.473 USD / kW, basado en datos del Costo de Renovables de IRENA (figura 7.2.9). Los costos totales promedio global instalado han caído hasta un 9% por cada duplicación en

capacidad eólica terrestre acumulada desplegada a nivel mundial. Esto ha sido impulsado por el precio de las turbinas eólicas y reducciones de costos de la planta. El costo total global promedio ponderado de instalación en tierra cayó un 24% entre 2010 y 2019, desde 1.949 USD / kW a USD 1.473 USD / kW, con una disminución del 5%, año tras año hasta 2019. Existe una amplia gama de costos de instalación del proyecto individual dentro de un país y región. Esto se debe a los diferentes países y requisitos específicos del sitio, e.g. limitaciones logísticas para transporte, políticas locales de desarrollo de renovables, uso de la tierra limitaciones, costes laborales, etc.

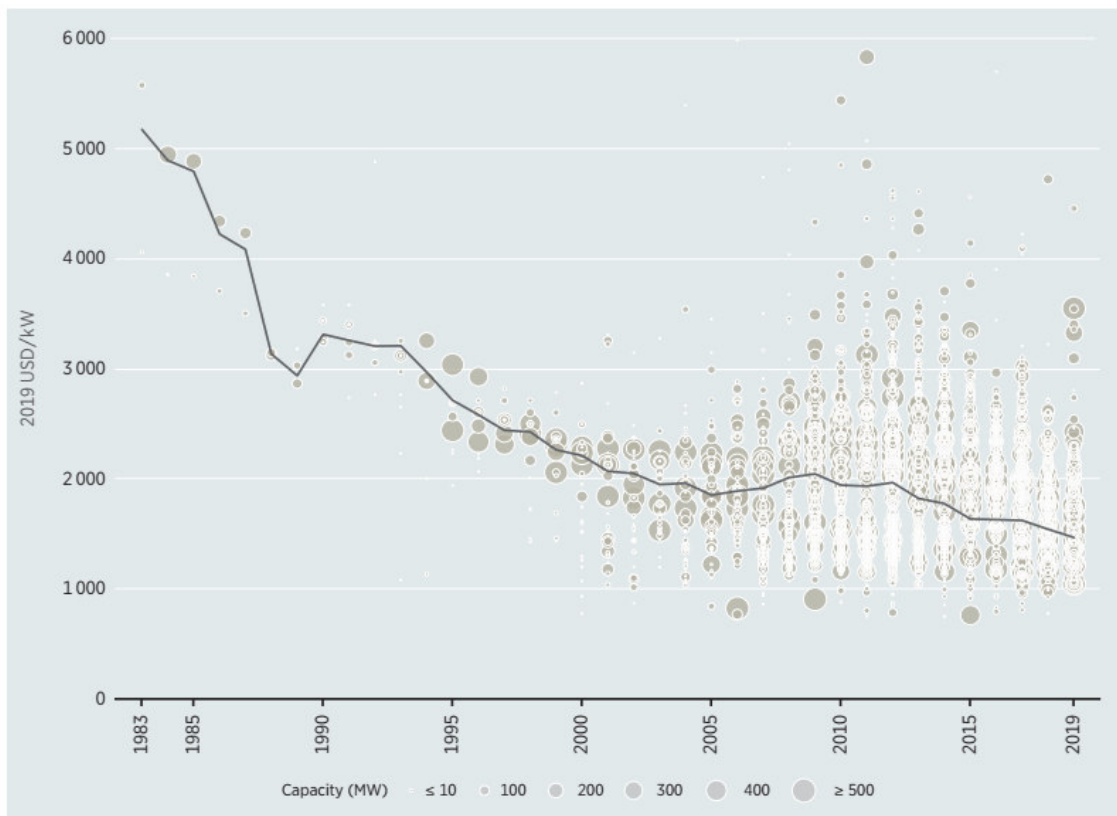


Figura 7.2.9: Costos totales instalados y promedio global ponderado para distintas capacidades, entre 1983 y 2019 (IRENA; 2020).

7.2.4.3. Factor de capacidad

El factor de capacidad representa la energía de producción de un parque eólico sobre una base anual como un porcentaje de la producción máxima de las granjas y está determinado predominantemente por dos factores: la calidad de los recursos eólicos donde la granja está ubicada; y la turbina y la tecnología de la planta. La tendencia hacia más avanzadas y eficientes tecnologías de turbinas con diámetros de rotor más

grandes y alturas de buje, ha resultado en aumentos en la generación y factores de capacidad en la mayor parte de los mercados durante los últimos diez años. El factor de capacidad promedio ponderado global para generación por energía eólica terrestre aumentó en un 81% entre 1983 y 2019, de alrededor del 20% en el año anterior (2018) al 36% en el último (2019). Esta tendencia alcista también se ha observado durante la última década (2010-2019), durante este período, ha habido un aumento de casi un tercio en el factor de capacidad, de poco más del 27% en 2010 a 36% en 2019. Entre 2018 y 2019, el factor de capacidad aumentó un 5%, de alrededor del 34% al 36% (figura 7.2.10). La calidad de los recursos ha tenido un impacto significativo en la capacidad factores, incluso cuando las mejoras tecnológicas han sido elevadas en todos los ámbitos. Por lo tanto, hay aún una amplia variación en los mercados no solo debido a las diferentes calidades de los recursos eólicos, sino también, en menor medida, las diferentes tecnologías utilizadas y configuraciones asociadas al campo eólico. Vale la pena señalar que no todas las mejoras del factor de capacidad son el resultado de mejoras en la tecnología de turbinas, a avances en teledetección e informática, ha habido también mejoras en los métodos de caracterización y diseño para el aprovechamiento del recurso eólico; esto permitió la selección de mejores sitios eólicos y mejores diseños de turbinas eólicas para una producción de energía óptima.

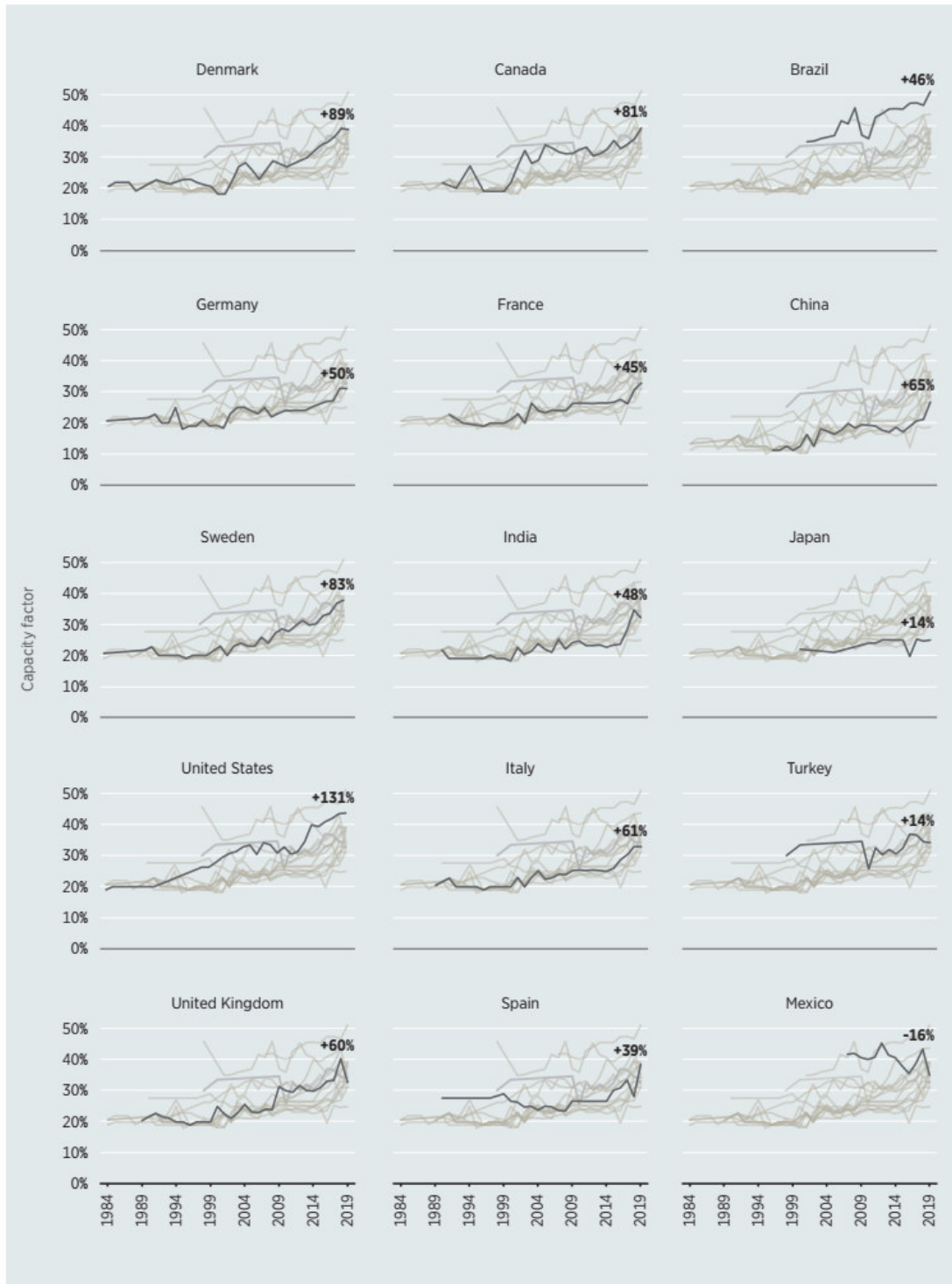


Figura 7.2.10: Gráficos históricos de la evolución de los factores de capacidad promedio ponderado en distintos países entre 1984 y 2019 (IRENA; 2020).

La figura 7.2.10 muestra la evolución histórica de los factores de capacidad de generación eólica para proyectos desde 1984 a 2019, en los 15 mercados donde

IRENA tiene los datos de series de tiempo más largos. La media de los factores de capacidad aumentó en poco más de la mitad para los 15 países examinados (figura 7.2.10). Esto muestra mejoras en el factor de capacidad. De hecho, comparado con los primeros proyectos en 1984 en los Estados Unidos, los factores de capacidad en 2019 aumentaron en más del 130%, mientras que los factores de capacidad en Dinamarca, Suecia y Canadá ha aumentado en más del 80% entre su primer despliegue y 2019. Brasil, como el Estados Unidos, tiene excelentes recursos eólicos terrestres y en 2019, los proyectos tuvieron un factor de capacidad promedio ponderado del 51%. En la tabla 7.2.2 se pueden observar los cambios en factores de capacidad en los mismos 15 países para el período 2010-2019. Excepto por México, todos los países experimentaron mejoras en el factor de capacidad promedio ponderado, con un aumento de entre un 9% en el Reino Unido y 44% en Dinamarca y España.

Tabla 7.2.3: Factores de capacidad promedio por países entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

| | 2010 | 2019 | Percentage change 2010-2019 |
|----------------|------|------|-----------------------------|
| | % | | |
| Denmark | 27 | 39 | ↑ 44% |
| Spain | 27 | 39 | ↑ 44% |
| Brazil | 36 | 51 | ↑ 42% |
| United States | 33 | 44 | ↑ 33% |
| Turkey | 26 | 34 | ↑ 33% |
| Sweden | 29 | 38 | ↑ 33% |
| India | 25 | 32 | ↑ 30% |
| Italy | 26 | 33 | ↑ 30% |
| Germany | 24 | 31 | ↑ 30% |
| France | 27 | 33 | ↑ 25% |
| China | 26 | 32 | ↑ 24% |
| Canada | 32 | 39 | ↑ 21% |
| United Kingdom | 30 | 33 | ↑ 9% |
| Japan | 24 | 25 | ↑ 4% |
| Mexico | 40 | 35 | ↓ 13% |

Para los proyectos en la provincia del Neuquén se tiene un valor promedio para el factor de capacidad de 44,37% al considerar los proyectos presentados por el ADI-Nqn & y teniendo presente que el factor de capacidad del parque eólico tomado como referencia

&: <http://www.web.adinqn.gov.ar/>

para el análisis del trabajo, “Vientos Neuquinos I”, es del 51,2 %, se tomará como referencia el valor promedio nacional de 49%, para contemplar los proyectos en la provincia que estén más próximos a la media provincial.

7.2.4.4. Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Los costos de operación y mantenimiento suelen representar una parte importante (hasta un 30%) del LCOE para esta tecnología. Las mejoras tecnológicas, mayor competencia y experiencia creciente entre los proveedores de servicios, han ido reduciendo los precios de operación y mantenimiento (figura 7.2.11). Esta tendencia está siendo respaldada por mayores esfuerzos de los fabricantes de equipos originales (OEM) de turbinas para asegurar contratos de servicio dado el potencial de mayores márgenes de beneficio disponibles que en el suministro de turbinas eólicas. No obstante, la participación del mercado de operación y mantenimiento cubierto por los fabricantes OEM sigue reduciéndose, asignando cada vez más activos propietarios en las partes principales de los servicios de O&M o usando un servicio independiente de proveedores con el fin de reducir costos. Esta parte cayó del 70% en 2016 al 64% en 2017 y se espera que caiga otros diez puntos porcentuales en 2027, hasta 54% (IRENA; 2020)

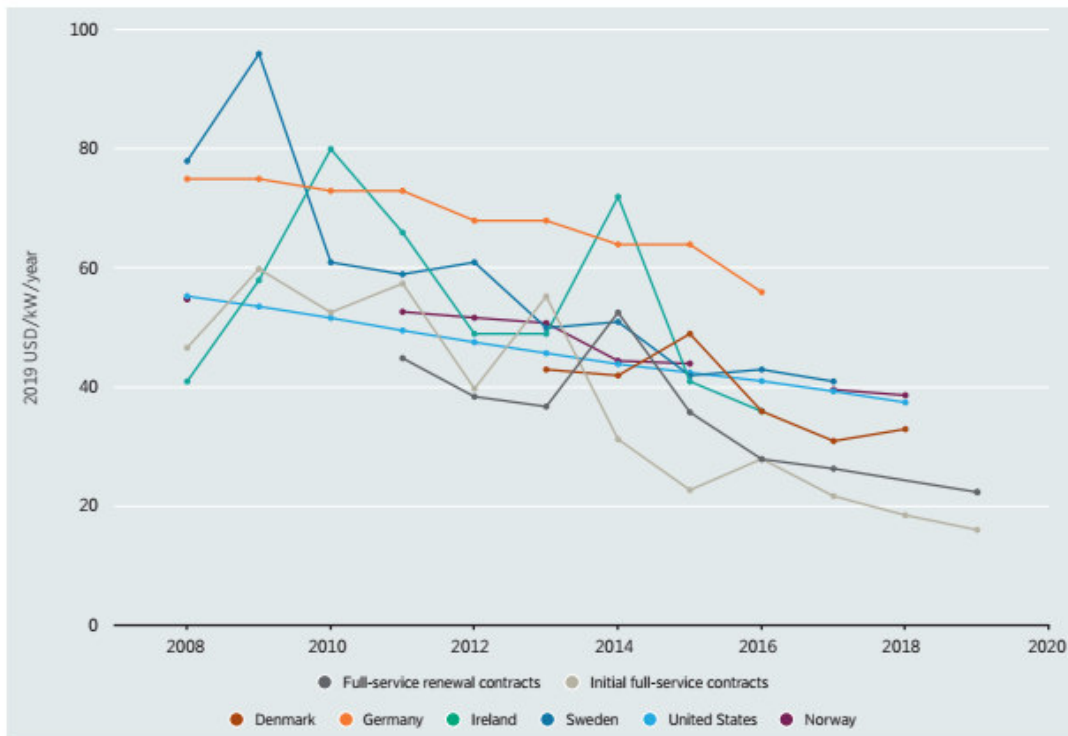


Figura 7.2.11: Costos de operación y mantenimiento promedio ponderado, y contratos de servicios inicial (initial full-service) y renovación (renewal full-service) para contratos de algunos países entre 2008 y 2019 (IRENA; 2020).

7.2.4.5. Costo nivelado de la energía (LCOE)

Se determina el LCOE de un parque eólico terrestre por: los costos totales de instalación, factor de capacidad, los costos de operación y mantenimiento, la vida económica del proyecto y el costo de capital. Mientras que todos estos factores son importantes para determinar el LCOE de un proyecto, algunos componentes tienen un impacto mayor. Por ejemplo, el costo de la turbina (incluida la torre) constituye el componente más significativo de los costos totales de instalación en un proyecto de energía eólica terrestre y sin costos de combustible, el factor de capacidad y el costo de capital también tienen un impacto significativo en LCOE (IRENA; 2020).

Los costos de operación y mantenimiento, compuestos de componentes fijos y variables, constituyen del 10% al 30% del LCOE en 2019 en la base de datos de costos renovables de IRENA. Las reducciones en estos costos son cada vez más importantes para reducir la evolución de los LCOE, ya que las reducciones en el precio de la turbina, que ahora rondan los 850 USD / kW o menos en la mayoría de los mercados: contribuyen menos en términos absolutos a las reducciones de costo. Entre 2016 y

2018, los costos de operación y mantenimiento para la energía eólica terrestre han oscilado entre 33 USD / kW por año (en Dinamarca) a 56 USD / kW por año (en Alemania), que es conocido por tener costos de operación y mantenimiento de la energía eólica terrestre más altos que el promedio. La diferencia entre los precios del contrato y los costos de operación y mantenimiento observados se explican por gastos adicionales, predominantemente operativos, no cubiertos por contratos de servicio (por ejemplo, seguros, pagos de arrendamiento de tierras, impuestos locales, etc.).

La figura 7.2.12 presenta la evolución del LCOE (promedio ponderado global y nivel de proyecto) de generación por energía eólica terrestre entre 1983 y 2019. En este período, el LCOE promedio ponderado global disminuyó en un 83%, de 0,308 USD / kWh a 0,053 USD / kWh. En 2010, el LCOE fue de 0,086 USD / kWh, lo que significa un 39% de disminución durante la década hasta 2019. En consecuencia, La energía eólica terrestre ahora compite cada vez más con la energía hidroeléctrica como la tecnología renovable más competitiva, sin apoyo financiero.

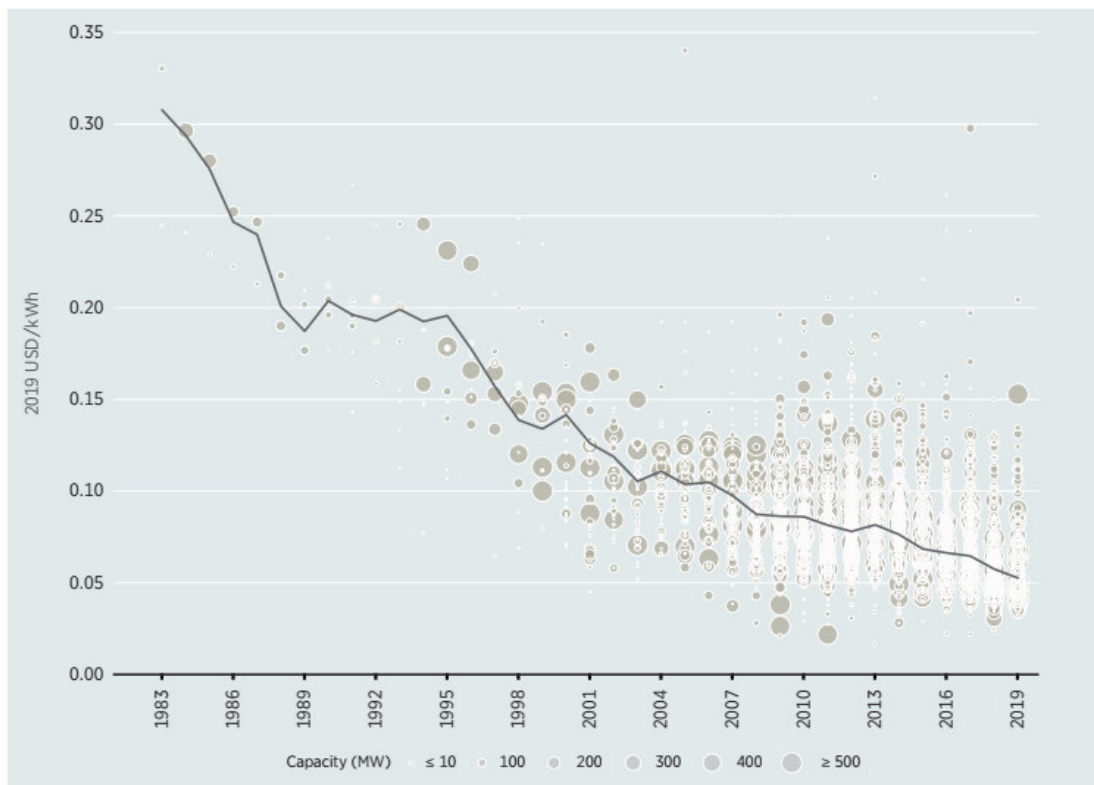


Figura 7.2.12: Costo nivelado de la energía (LCOE) y costos promedio ponderado (IRENA; 2020).

Dentro de los factores detrás del declive en el mundo del LCOE promedio ponderado incluye:

- **Mejoras en la tecnología de turbinas:** con el aumento en el tamaño de la turbina y las áreas barridas. El proceso de optimización del diámetro del rotor y clasificaciones de la turbina, es decir, la potencia específica, ha llevado para aumentar el rendimiento energético y así proyectar viabilidad para el activo del propietario, dependiendo de las características del lugar. Además, optimizando la configuración del sitio para aprovechar mejor los recursos eólicos y reducir las pérdidas de producción debido a la turbulencia ha ido en aumento con la mejora del software de caracterización y diseño de proyectos. En consecuencia, esto ha aumentado los rendimientos energéticos, reducción de costos de operación y mantenimiento por unidad de potencia y redujo los LCOE.
- **Economías de escala:** los costos de impacto de fabricación, instalación (con la reducción del número de turbinas necesarias para un proyecto debido a las clasificaciones más altas de la turbina) y costos de operación y mantenimiento.
- **Costos de operación y mantenimiento (O&M):** la combinación de tecnologías que ha permitido mejorar análisis de datos e inspecciones autónomas. A esto se han sumado mejoras en la fiabilidad y durabilidad de las nuevas turbinas, mientras turbinas más grandes han reducido el número de turbinas para una capacidad determinada. Las mejoras en las prácticas de O&M han contribuido a reducir los costos de las mismas. Además, más jugadores están ingresando al sector de servicios de O&M para generación de eólica terrestre, lo cual aumenta la competencia y reduce los costos (IRENA; 2020).
- **Adquisiciones competitivas:** el cambio de esquemas a subastas de tarifas de alimentación está dando lugar a mayores reducciones de costes, ya que impulsa la competitividad en toda la cadena de suministro, desde el desarrollo hasta la operación y mantenimiento, tanto a escala local como global. Para fabricantes de turbinas, la cadena de suministro también se ha movido para apoyar centros regionales y países para minimizar los costos de mano de obra y entrega, además de mejorar la competitividad.

En la figura 7.2.13 se presenta la evolución histórica del LCOE de la energía eólica terrestre en 15 países donde IRENA tiene los datos de series de tiempo más largos. La mayor reducción de LCOE (85%) se produjo en Estados Unidos. Los países que tuvieron la segunda mayor reducción en promedio de costos totales instalados y mayor mejora en el factor de capacidad promedio son Suecia e India, estos países tuvieron la segunda y tercera reducción de LCOE promedio ponderado de 81% y 79% respectivamente. En 2019, Estados Unidos, Suecia, India, China y Brasil tuvieron LCOE promedio ponderado por debajo de 0,050 USD / kWh. En la tabla 7.2.4 se muestra el LCOE promedio ponderado por país / región y rangos de percentiles 5 y 95 por región en 2010 y 2019. En 2019, el mayor LCOE promedio ponderado para proyectos por región fue de 0,099 USD / kWh en "Otros Asia" (excluyendo China e India), mientras que los proyectos en América del Norte tuvieron el más bajo LCOE medio ponderado, 0,051 a USD / kWh. Las mayores reducciones de LCOE entre 2010 y 2019 estuvieron en Oceanía y Sudamérica, con un 54% (de 0,117 USD / kWh a 0,054 USD / kWh) y 44% (de 0,101 USD / kWh a 0,057 USD / kWh) de reducción, respectivamente. Los LCOE promedio ponderado más competitivo fueron de 0,050 USD / kWh en diferentes regiones: en Asia (India y China), Europa (Finlandia y Suecia), África (Egipto), América del Norte (el Estados Unidos) y Sudamérica (Argentina y Brasil) (IRENA; 2020).

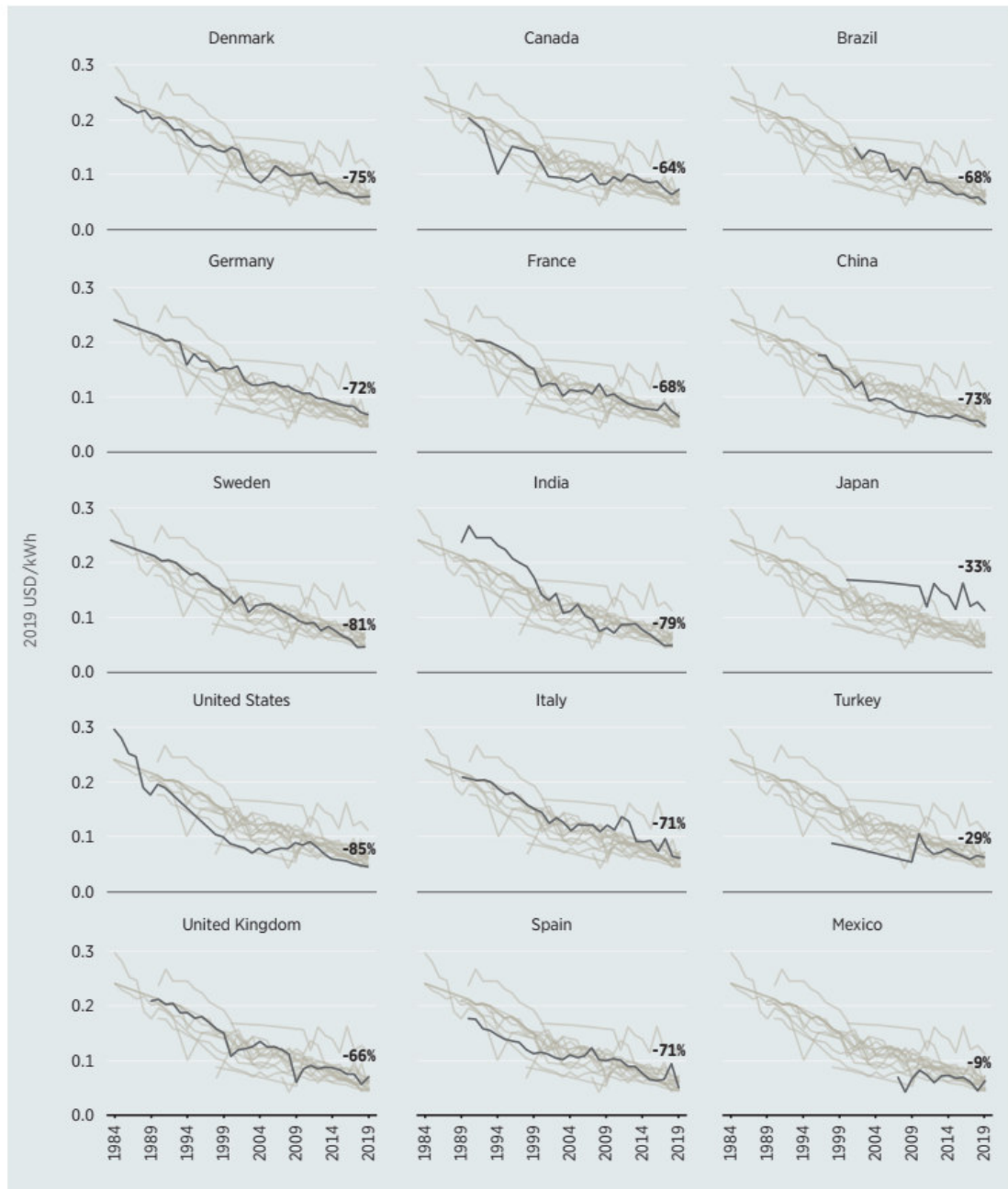



Figura 7.2.13: Evolución del costo nivelado promedio ponderado de la energía en distintos países, entre 1984 y 2019 (IRENA; 2020).

Tabla 7.2.4: Costo nivelado promedio ponderado (LCOE) regional entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020)

|  | 2010 | | | 2019 | | |
|---|----------------------------|------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|-----------------------------|
| | 5 th percentile | Weighted average | 95 th percentile | 5 th percentile | Weighted average | 95 th percentile |
| | (2019 USD/kWh) | | | | | |
| Africa | 0.061 | 0.100 | 0.119 | 0.050 | 0.067 | 0.072 |
| Other Asia | 0.090 | 0.117 | 0.129 | 0.057 | 0.099 | 0.131 |
| Central America and the Caribbean | 0.080 | 0.086 | 0.131 | 0.061 | 0.061 | 0.061 |
| Eurasia | 0.089 | 0.108 | 0.123 | 0.048 | 0.064 | 0.093 |
| Europe | 0.067 | 0.107 | 0.143 | 0.037 | 0.067 | 0.096 |
| North America | 0.051 | 0.089 | 0.144 | 0.035 | 0.051 | 0.082 |
| Oceania | 0.101 | 0.117 | 0.155 | 0.043 | 0.054 | 0.071 |
| Other South America | 0.087 | 0.101 | 0.131 | 0.039 | 0.057 | 0.092 |
| Brazil | 0.080 | 0.095 | 0.120 | 0.032 | 0.048 | 0.056 |
| China | 0.051 | 0.072 | 0.101 | 0.037 | 0.046 | 0.064 |
| India | 0.050 | 0.083 | 0.120 | 0.036 | 0.049 | 0.070 |

7.2.4.6. Costos asociados a la generación de energía eléctrica para los proyectos de parques eólicos.

En la Argentina el mecanismo principal por el cual se lleva adelante el desarrollo de las energías renovables es mediante las subastas de energía o licitaciones, potenciado a través de incentivos fiscales que han tenido alto impacto en la reducción del CAPEX mediante la exención de impuestos de importación y en menor medida con la exención de impuestos sobre la renta y facilidades financieras como el establecimiento de fondos fiduciarios específicos como el FODER para las energías renovables. Por otro lado, el aumento en las potencias de los aerogeneradores está produciendo una reducción en el costo por megavatio instalado y a pesar del incremento del costo de algunos componentes del CAPEX, como puede ser el aumento en la longitud de las palas que van de la mano con una reducción del LCOE por la implementación de nuevas tecnologías y materiales para la construcción de las mismas (BID; 2019). De esta manera, “las economías de escala son críticas a medida que el tamaño promedio de los proyectos continúa escalando. Los proyectos con una mayor densidad de aerogeneradores están reemplazando la tendencia de hace unos años hacia una mayor distancia entre máquinas, en parte por la estrategia de los fabricantes de contener los gastos y costos operacionales (OPEX, por sus siglas en inglés) y el balance de planta

del CAPEX instalando aerogeneradores más grandes y más altos.” (BID; 2019), aunque esto no beneficiará a proyectos pequeños de 10 a 15 MW (BID; 2019),

En esta sección se consideran los costos asociados a los parques eólicos para una capacidad de 100 MW (0,1 GW). Tomando como referencia un costo de instalación promedio de 1.473 USD/kW, un factor de capacidad del 49%, (según el Informe MATER de CAMMESA del 22/09/2020, el factor de capacidad de los sistemas eólicos terrestres en Argentina es del 49% a junio de 2020), costos fijos del orden del 30 % del LCOE (se considera el LCOE promedio global al 2019 de 0,053 USD / kWh, para Brasil el LCOE es de 0,048 USD / kWh, si bien para Argentina no se cuenta con el dato, es de esperar que sea mayor que el promedio global), englobando los costos de instalación y variables anuales. En la tabla 7.2.5 se resumen los resultados obtenidos y el LCOE calculado.

Tabla 7.2.5: Costos de los parques eólicos de 100 MW (0,1 GW) y LCOE calculado.

| Potencia | Energía generada, ajustada por el FC = 49% | Costo instalación | O&M (USD) | | LCOE Calculado |
|----------|---|----------------------|---------------------------------------|--------|-------------------|
| | | 1.473 USD/kW | Costos fijos: 30% de LCOE 0,053 | 0,0159 | |
| (MW) | (GWh) | (MM USD) | (MM USD) | | (USD/kWh) |
| 100 | 429,24 | 147,30 | 6,825 | | 0,053 |

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar de la tabla 7.2.5 que el valor de LCOE, 0,053 USD / kWh coincide con el valor de referencia, LCOE promedio global de 0,053 USD / kWh. Además, este valor se encuentra en el rango de percentiles 5 y 95 para el LCOE promedio ponderado de, entre 0,035 USD / kWh en Norteamérica y 0,131 USD / kWh en el resto de Asia (IRENA; 2020).

7.2.5. Ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero para la generación por energía eólica

En las figuras 7.2.14 y 7.2.15 se presentan los resultados del despliegue de energía eólica en escenarios para 2020, 2030 y 2050, 3 (tres) estabilizaciones de concentración de rangos de GEI basados en el Cuarto Informe de Evaluación del IPCC: Líneas de base (> 600 ppm de CO₂), Categorías III y IV (440 a 600 ppm de CO₂) y Categorías I y II (< 440 ppm de CO₂) (Wiser, 2011).

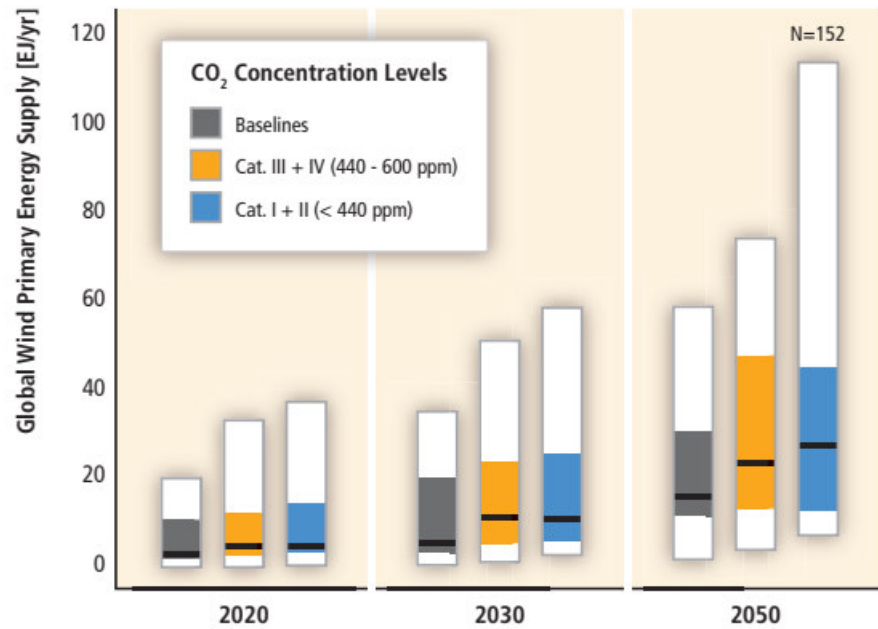


Figura 7.2.14: Suministro global de energía por energía eólica en escenarios de largo plazo (Wiser; 2011).

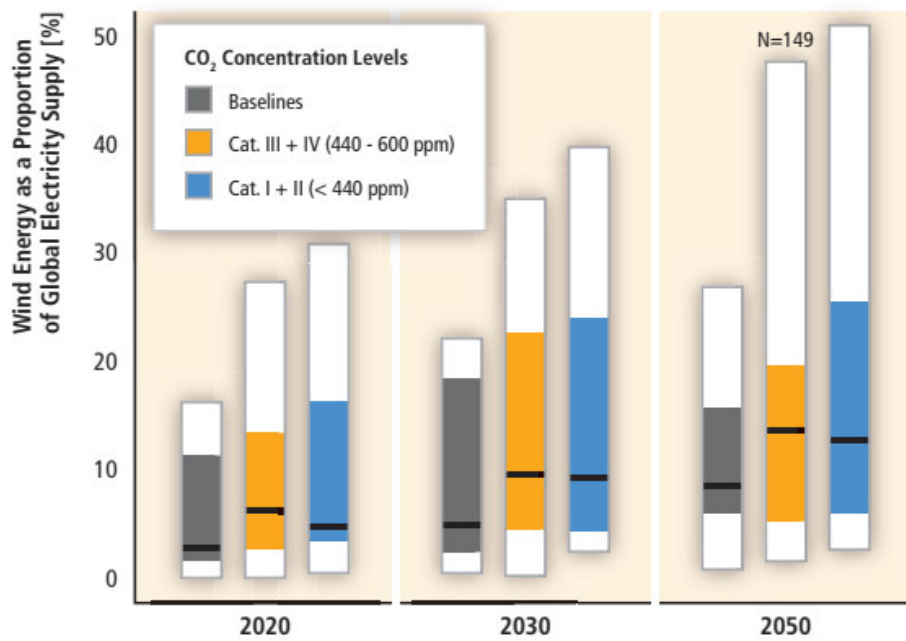


Figura 7.2.15: Suministro global de energía por energía eólica como proporción de la generación global, en escenarios de largo plazo (Wiser; 2011).

Aunque en las figuras 7.2.14 y 7.2.15 se muestra un aumento de la energía eólica con niveles de estabilización de concentración de GEI cada vez más bajos, ese impacto no

es tan grande como para la biomasa, geotermia y energía solar, donde los rangos de estabilización de concentración de GEI, cada vez más estrictos, conducen a aumentos más drásticos en el despliegue de tecnología. Una explicación de este resultado es que la energía obtenida por energía eólica en tierra ya es comparativamente competitiva económicamente; como resultado, se predice un despliegue continuo incluso en ausencia de esfuerzos agresivos para reducir las emisiones de GEI (Wiser, 2011).

7.2.5.1. La armonización de LCA para la generación por energía eólica

Parte del atractivo de la generación por energía eólica es su potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El NREL (Renovable Nacional Energy Laboratory) dirigió la evaluación del ciclo de vida (LCA) Harmonization Project, un estudio que brinda a los tomadores de decisiones e inversores estimaciones más exactas de las emisiones de gases de efecto invernadero y la generación convencional, aclarando inconsistencias y conflictos estimaciones en la literatura publicada y reducir la incertidumbre. Para los sistemas de energía eólica, la "armonización" fue realizada por ajustar las estimaciones de GEI publicadas para lograr coherencia en:

- a. Factor de capacidad, la relación entre el potencial real y el máximo, de generación de electricidad (30% para tierra y 40% para sistemas costa afuera).
- b. Vida útil de la turbina eólica y sus componentes (20 años).
- c. Límite del sistema.
- d. Potenciales de calentamiento global (GWP) para el metano y el óxido nitroso.

Otras fuentes potenciales de variabilidad que no fueron consideradas en este estudio incluyen la combinación de electricidad "upstream" utilizada en la fabricación, procesos, infraestructura de transmisión y clase de energía eólica (figura 7.2.16) (NREL-Wind LCAH; 2013).

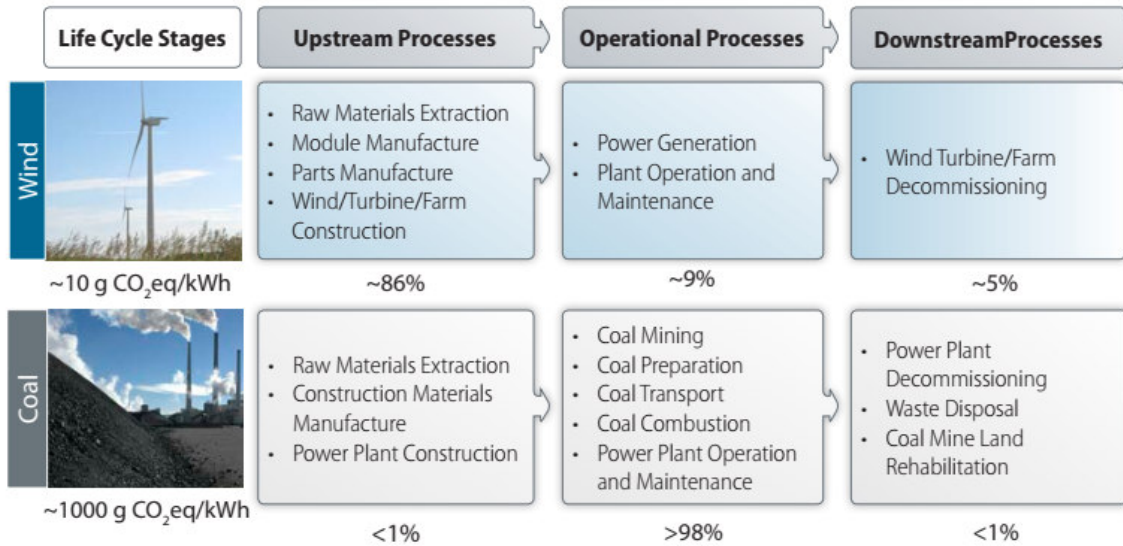


Figura 7.2.16: Comparación de las etapas de ciclo de vida de procesos y emisiones de GEI para la generación eólica y el carbón (NREL-Wind LCAH; 2013).

El ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto para la energía eólica se compara con otras tecnologías de generación eléctrica en la figura 7.2.17, mostrando que:

- El ciclo de vida total de las emisiones de GEI de la energía eólica son similares a otras renovables y energía nuclear, y mucho más bajo que el combustible fósil.
- La armonización aumenta la precisión de estimaciones de emisiones de GEI del ciclo de vida para viento, reduciendo el rango general en un 47%.
- La armonización reduce el valor de la media de las estimaciones del ciclo de vida de emisiones de GEI para sistemas eólicos en un 10% (de 12 gramos a 11 g de CO₂ eq por kilovatio hora de generación).
- Las emisiones de GEI para las tecnologías de energía eólica terrestre y marina tienen un ciclo de vida similar; la estimación el ciclo de vida medio de emisiones de GEI para ambas tecnologías es de 11 g CO₂ eq / kWh, después de la armonización (Wiser; 2011).

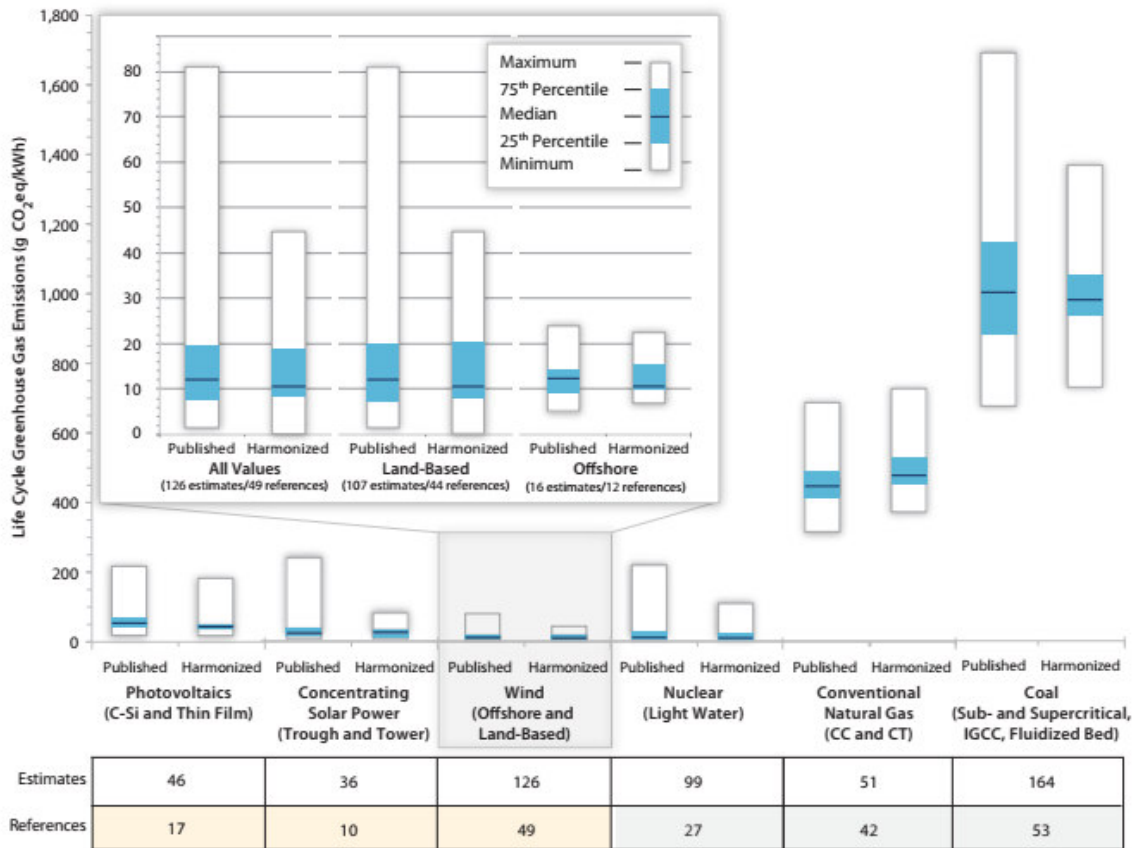


Figura 7.2.17: Comparación de LCA's publicados y armonizados sobre emisiones de GEI por tecnología de generación de electricidad (NREL-Wind LCAH; 2013).

De los parámetros de armonización, el factor de capacidad tuvo el mayor impacto en reducir la variabilidad en las emisiones de GEI estimados. Los factores de capacidad para las instalaciones de energía eólica varían debido a las condiciones de viento específicas de cada lugar, tamaños y diseños de turbinas, la frecuencia y duración del mantenimiento del viento. En la literatura el LCA, los factores de capacidad para sistemas eólicos varían ampliamente, desde el 11% al 71%. Luego de la armonización de los LCA's los valores se ajustaron al 30% para los sistemas terrestres. Y la variabilidad en el rango del ciclo de vida estimado de las emisiones de GEI para todas las tecnologías eólicas se redujo en un 42% (NREL-Wind LCAH; 2013).

7.2.5.2. Emisiones de GEI por energía eólica en la provincia del Neuquén para los casos analizados

Para acotar el valor de las emisiones de GEI asociados al uso de energía eólica para la generación de energía eléctrica, se consideran los parques eólicos de potencia 100 MW (tabla 7.2.6). Se considera esa potencia teniendo presente que, en Argentina, hasta Julio 2020, ha ingresado un total de generación de 650 MW de energía generada asociada a parques eólicos. En total son 16 proyectos de generación habilitados comercialmente; donde la media de generación es de alrededor de 40,6 MW (Informe MATER – CAMMESA; 22/9/2020). Asimismo, se presentan los valores de las emisiones para los potenciales de generación, pero solo a modo informativo (tabla 7.2.7).

Considerando el valor de emisiones GEI armonizado de 11 g CO₂ eq / kWh, en la tabla 7.2.6 se pueden observar las cantidades anuales de emisiones de GEI equivalentes a toneladas de CO₂ por kWh generado por energía eólica.

Tabla 7.2.6: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los parques eólicos.

| Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh-año) FC = 49% | Tons CO ₂ eq - anual |
|---------------|------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 100 | Onshore | 11 | 429,24 | 4.722 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.2.7: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los parques eólicos considerando su potencial.

| Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh-año) FC = 49% | Tons CO ₂ eq - anual |
|---------------|------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 900 | Onshore | 11 | 3.863,16 | 42.495 |

Fuente: elaboración propia.

7.3. Generación geotérmica de electricidad

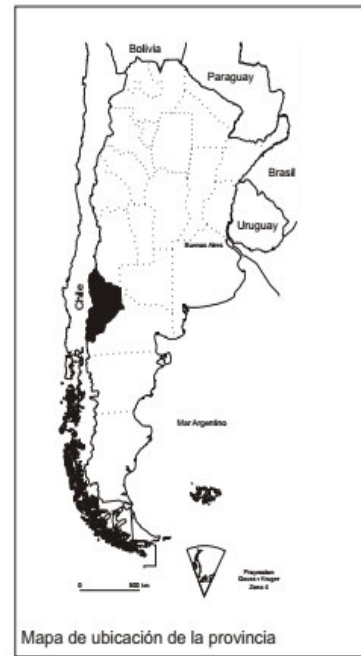
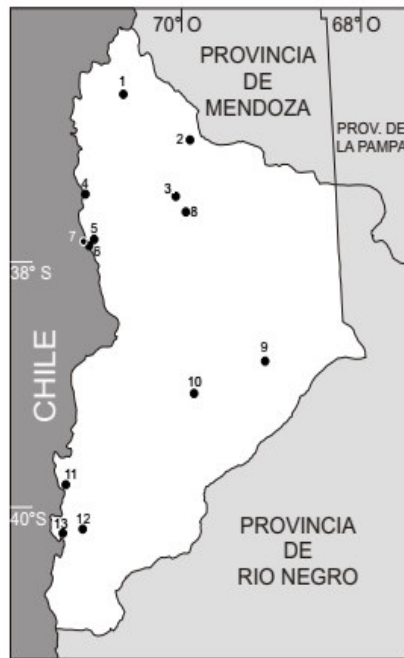
La tierra, además de proveer la energía almacenada en los materiales fósiles que contiene en la corteza terrestre, también genera energía en forma activa. La extracción, el tratamiento y la utilización de petróleo, gas natural y carbón involucran la determinación explícita de recuperar la energía acumulada en esos materiales a lo largo de los tiempos geológicos. La energía activa, en cambio, requiere de un complejo sistema de aprovechamiento al momento de su manifestación, dada su rápida disipación. Las erupciones volcánicas, las fumarolas y los movimientos sísmicos son las formas más espectaculares en las que se libera energía activa y que alcanzan generalmente, magnitudes incontrolables y por ello de riesgosa e inimaginable captación. Pero una de las formas de producción de energía activa, cuyo aprovechamiento es técnicamente posible, es la que se origina en las profundidades del planeta y se transmite por conducción térmica a través de las distintas capas rocosas y por convección a través de fluidos. Esta propagación del calor acumulado puede avanzar hasta zonas de gran contenido hídrico y producir la consiguiente transferencia energética a la masa de agua, dando origen a la conformación de reservorios naturales. La profundidad a la que se encuentran es muy variable, y las temperaturas pueden alcanzar hasta los 350 grados centígrados. El aprovechamiento de este recurso deriva en numerosas aplicaciones prácticas económicamente redituables. Puede decirse entonces que la geotermia es la disciplina científica que comprende el estudio del origen del calor interno de la Tierra, las variaciones de temperatura dentro de la corteza y los fenómenos naturales que influyen sobre la distribución de los flujos térmicos. También incluye los métodos y técnicas para encontrar, caracterizar y explotar dicho calor en forma económica y con un impacto ambiental mínimo (Pesce; 2000). En el Anexo G se presentan los aspectos técnicos y físicos de los Yacimientos Geotérmicos asociados a la generación de energía eléctrica.

7.3.1. Geotermia en la provincia del Neuquén

La provincia del Neuquén tiene una larga historia con relación al desarrollo del potencial geotérmico, como se comentó en un apartado anterior el campo geotérmico de Copahue (Copahue-Caviahue) fue puesto en funcionamiento el 5 de abril de 1988, el mismo está localizado a 360 km. de la ciudad de Neuquén en dirección Noroeste (figura

7.3.1). En este campo se instaló una central geotérmica piloto que generaba energía eléctrica mediante el empleo de vapor de agua del subsuelo, lo cual operaba mediante un ciclo binario utilizando como fluido de operación el isopentano como fluido de trabajo intermedio. Y el posterior emplazamiento fue sobre la boca del pozo productor de vapor ubicado a dos kilómetros de Copahue, cuya perforación se realizó en el año 1976 y que fue reperfurado en 1981 alcanzando los 1.415 metros. El reservorio hidrotermal se encuentra comprendido entre los 850 y los 1.000 metros generando un fluido geotérmico a 6,7 tn/hora de vapor saturado. La central contaba con una potencia de 670 kW nominales, entregando electricidad a la línea de 13,2 kv Caviahue-Copahue de 10 km de extensión y que es subsidiaria de la línea de 33 kv Caviahue-Loncopue, de 50 Km. de largo que se une al sistema interconectado provincial de 132 kilovoltios. Las dificultades más grandes para un desarrollo sostenido de energía geotérmica con fines eléctricos se encuentran en los elevados costos de la exploración y lo alejado de las zonas pobladas de las principales áreas de interés geotérmico.

Otra zona de interés en estudio es la del campo termal Domuyo, esta área se encuentra ubicada en el noroeste de la provincia del Neuquén. Los estudios de carácter geológico regional efectuados permitieron delimitar la anomalía térmica y valorar en forma integral el episodio eruptivo. Abarcan una superficie aproximada de 4.700 km², comprendida entre los paralelos de 36° 30' y 37° 00' de latitud sur, el meridiano de 70° 00' y el límite internacional con Chile. Como resultado de relevamientos geológicos, geoquímicas, isotópicos, gravimétricos, eléctricos, estudios de flujos calóricos, y sísmico se seleccionó un área para llevar a cabo futuros estudios tendientes a la fase de desarrollo, incluyendo también la perforación de pozos de exploración. El sector seleccionado, que se considera en donde se encuentra el reservorio geotérmico, se encuentra rodeado por el arroyo Manchana Covunco por el norte, el arroyo Covunco por el sur, cerro Domo por el este y el río Varvarco por el oeste (SEGEMAR; 2011). En la tabla 7.3.1 se presenta un listado de las manifestaciones termales de la provincia del Neuquén, al menos, las más conocidas y estudiadas.



Manifestaciones termales de la provincia de Neuquén

- | | |
|--|-------------------------------|
| 1 - Domuyo | 8 - Termas de Los Baños |
| 2 - Termas de Buta Ranquil | 9 - Surgente de Plaza Huincul |
| 3 - Termas de Vuta Mallín y Lafontaine | 10 - Termas de Picún Leufú |
| 4 - Termas de Picunleo | 11 - Termas de Epulafquen |
| 5 - Copahue | 12 - Termas de Quila Quina |
| 6 - Laguna del Cráter del Volcán Copahue | 13 - Termas de Queñi |
| 7 - Baños de Chanchoco | |

Figura 7.3.1: Manifestaciones de fuentes termales de la provincia del Neuquén (Pesce; 2000).

Tabla 7.3.1: Manifestaciones de fuentes termales de la provincia del Neuquén.

| Manifestaciones termales en la provincia del Neuquén | | | | |
|--|--------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| Orden | Locación | Tipo manifestación | Clasificación térmica | Temperaturas registradas |
| 1 | Domuyo | manantial/fumarolas | hipotermal/mesotermal /hipertermal | 23 - 98 |
| 2 | Rincón de las Papas | manantial | mesotermal | 37 - 47 |
| 3 | Aillinco Church | manantial | hipotermal | 23 |
| 4 | El Humazo | manantial/fumarola | hipertermal | 85 - 98 |
| 5 | Las Olletas | manantial/fumarola | hipertermal | 77 - 97 |
| 6 | Arroyo del Agua Caliente | arroyo/manantial | mesotermal/hipertermal | 47 - 84 |
| 7 | Baños del Agua Caliente | manantial | hipotermal/mesotermal | 25 - 56 |
| 8 | Los Tachos | manantial/fumarola | mesotermal/hipertermal | 64 - 97 |
| 9 | La Bramadora | manantial/fumarola | hipotermal/mesotermal /hipertermal | 32,7 - 93 |
| 10 | Termas de Buta Ranquil | manantial | s/d | s/d |
| 11 | Termas de Vuta Mallín y Lafontaine | manantial | hipotermal | 27 |
| 12 | Termas de Picunleo | manantial | hipertermal | 40 - 95 |
| 13 | Copahue | laguna/manantial/fumarolas | mesotermal/hipertermal | 34 - 132 |
| 14 | Anfiteatro | manantial/fumarola | mesotermal/hipertermal | 36,4 - 91 |
| 15 | Las Maquinitas | manantial/fumarola | hipertermal | 80,5 - 132 |
| 16 | Las Máquinas | manantial/fumarola | hipertermal | 84 - 92,5 |
| 17 | laguna del cráter del volcán Copahue | laguna | hipotermal | 25 - 30 |
| 18 | Baños de Chanchocó (Chile) | laguna | hipotermal | 26 |
| 19 | Termas de Los Baños | manantial | hipotermal | 25 |
| 20 | Surgente de Plaza Huincol | pozo | mesotermal | 34 - 37 |
| 21 | Termas de Picún Leufú | manantial | s/d | s/d |
| 22 | Termas de Epulafquen | manantial | mesotermal/hipertermal | 49 - 66 |
| 23 | Termas de Quila Quina | manantial | s/d | s/d |
| 24 | Termas de Queñi | manantial | s/d | s/d |

s/d: sin dato.

Fuente: modificado de Pesce; 2000.

7.3.2. Estudio del potencial de generación de energía eléctrica según la ubicación de reservorio o yacimiento para la central geotérmica en la provincia del Neuquén

Para delimitar las potenciales regiones o zonas para el desarrollo de las centrales geotérmicas se han considerado las manifestaciones de fuentes termales (figura 7.3.1) que se conocen en la provincia del Neuquén (Pesce; 2000). Teniendo en cuenta que las manifestaciones termales (tabla 7.3.1) suelen estar asociadas a puntos calientes del subsuelo, los cuales son las fuentes fundamentales para la consideración de una zona como potencial para el desarrollo de proyecto geotérmico. Se considerarán los

datos de los fluidos y geología de cada yacimiento geotérmico para realizar el estudio del potencial de generación eléctrico.

Cabe mencionar que las estimaciones de los parámetros que se realizan sin tener conocimientos del lugar o incluso en una fase de exploración, son datos que poseen mucha incertidumbre y son cada vez más certeros a medida que se conocen las características geológicas de la región. Incluso, en algunas ocasiones no se puede saber con exactitud el potencial hasta que la central se encuentra instalada. Por este motivo, los resultados serán más ajustados a la realidad en los reservorios de los cuales se tiene mayor y mejor información, como ser para el caso, el caso de Copahue, algo menos de Domuyo y poca información de las demás zonas potenciales, como Epulafquén, entre otras.

Para la realización de los cálculos de las estimaciones del potencial de generación de energía eléctrica por energía geotérmica, se dividen los datos necesarios en dos grupos de parámetros; Los parámetros del Grupo 1, que agrupan los datos de Área y espesor del reservorio, Profundidad y gradiente geotérmico y Conductividad térmica volumétrica. Y los parámetros del Grupo 2 que agrupan los datos de Temperatura de referencia, Eficiencia de conversión eléctrica, Vida útil y Factor de carga. En el Anexo H se presentan las fórmulas y procedimientos del método de cálculo como así también la información relativa a los parámetros de los Grupos 1 y 2.

7.3.2.1. Determinación de parámetros del Grupo 1

Los parámetros del Grupo 1 son: Área y espesor del reservorio, Profundidad y gradiente geotérmico y Conductividad térmica volumétrica (En el Anexo H se presentan los parámetros del Grupo 1). Estos parámetros son los más difíciles de estimar, prácticamente porque son los que se obtienen cuando se realizan los sondeos geotérmicos de exploración y aun así, sigue existiendo incertidumbre en la estimación de datos, ya que no se logra conocer realmente el valor específico del área, profundidad, espesor y temperatura del yacimiento. Para simplificar las estimaciones se consideraron valores promedios que a los fines de una estimación para el potencial de generación puede servir como estimativo. Para la asignación de valores, se revisó bibliografía y publicaciones sobre la geología de la provincia del Neuquén para obtener o estimar los datos necesarios para la estimación del potencial geotérmico.

- **Área y espesor del reservorio.**

El área del reservorio se refiere al área probable que puede existir en el yacimiento, que también está acompañada del espesor del reservorio. Estos datos permiten obtener el volumen aproximado del acuífero, donde se produce específicamente la acumulación de agua filtrada. En general los datos de espesor se tomaron de publicaciones sobre manifestaciones termales de la provincia y el área se estimó utilizando el software Google Earth, mediante una imagen satelital del lugar, delimitada y acotada por las manifestaciones termales, e.g. aguas termales, fumarolas, etc., reconocidas de cada zona de interés (tabla 7.3.1).

- **Profundidad y gradiente geotérmico**

De manera análoga al área y espesor, se obtuvo información sobre la profundidad de las capas con fluido geotérmico de interés de publicaciones sobre la geología de la provincia del Neuquén. Por otro lado, se pudo estimar posibles profundidades de reservorios geotérmicos y temperaturas asociadas considerando el gradiente geotérmico asociado a cada región, con la ayuda de mapas de flujo de calor (W/m^2) de la región.

Como se definió anteriormente, el gradiente geotérmico promedio es igual a $30\text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$, para un flujo de calor bajo (zona estable) igual a $1\text{ }\mu\text{Cal}/\text{cm}^2$ o $41,8\text{ mW}/\text{m}^2$, y considerando que el flujo de calor en las zonas de interés varía de 80 a $120\text{ mW}/\text{m}^2$ (figura 7.3.2), de esta manera el gradiente geotérmico tomará valores en el rango de:

$$\frac{41,8\text{ mW}/\text{m}^2}{80\text{ a }120\text{ mW}/\text{m}^2} = \frac{30\text{ }^\circ\text{C}/\text{km}}{\text{Gradiente geotérmico}}$$

ec. 7.3.1

El gradiente geotérmico varía en el rango de $57,4$ a $86,1\text{ }^\circ\text{C} / \text{km}$.

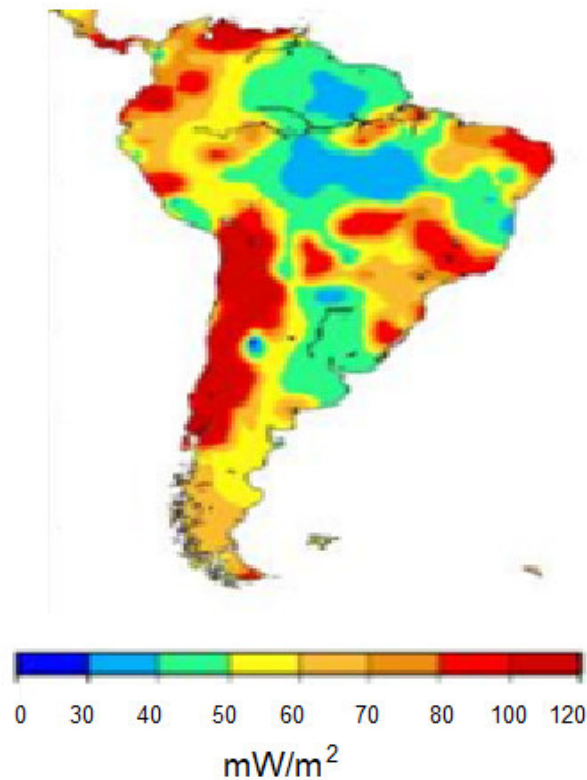


Figura 7.3.2: Distribución del recurso geotérmico en América del Sur. Mapa de flujo de calor (modificado de Lagos; 2017).

Al considerar que existe actividad volcánica por proximidad a zonas volcánicas, o de un volcán, la zona es inestable, con lo cual se puede tomar un valor promedio para el gradiente geotérmico para la zona de interés, igual al promedio de ambos valores, aproximado de 72 °C / km.

- **Conductividad térmica volumétrica**

Para las tres regiones identificadas de interés, Copahue, Domuyo y Epulafquen se tiene la presencia de las rocas andesitas y riolitas (tabla 7.3.2), las cuales son las consideradas para la estimación de la conductividad térmica volumétrica promedio de las zonas de interés.

Tabla 7.3.2: Conductividad térmica de rocas de los reservorios geotérmicos (elaboración propia; Fuente: Lagos; 2017).

| Tipo de roca | Conductividad térmica volumétrica (kJ/m ³ K) |
|--------------|---|
| Riolita | 2.100 |
| Andesita | 2.000 – 2.700 |

Para el caso en cada uno de los reservorios geotérmicos seleccionados se puede caracterizar como:

- **Copahue**

Presenta rocas basandesitas grises y rojas y andesitas potásicas intercaladas con brechas y conglomerados volcánicos (Panarello; 2002), a los fines prácticos del estudio se pueden considerar como rocas andesitas.

- **Domuyo**

Presenta rocas del vulcanismo terciario andesítico que cubrieron rocas del mesozoico y cuerpos intrusivos cerca del volcán Domuyo. Y presencia de tobas riolíticas. Las rocas volcánicas que rodean al volcán Domuyo pertenecen a dos series magmáticas diferentes, una de estas derivó en rocas andesíticas y la otra en rocas dacíticas y/o riolíticas, de la cual el cerro Domo es su expresión máxima (Chiodi et al.; 2014).

- **Epulafquen**

Por proximidad y pertenecer a la misma región geológica se considerará semejante a las características geológicas existentes en Copahue.

Por lo cual se puede considerar la presencia de rocas basálticas, riolíticas y andesíticas para estimar la conductividad térmica volumétrica promedio de cada región de interés. De estos tipos también se encuentra la Dacita, la que está compuesta por *andesita* y riolita.

7.3.2.2. Determinación de parámetros del Grupo 2

Los parámetros del Grupo 2 son: Temperatura de referencia, Eficiencia de conversión eléctrica, Vida útil y Factor de carga (En el Anexo H se presentan los parámetros del Grupo 2).

- **Temperatura de referencia**

La temperatura de referencia según el método volumétrico USGS, debe ser igual a la temperatura ambiente del lugar. En este caso sería igual a la temperatura

ambiente de cada región considerada, pero como se mencionó anteriormente, cuando se utiliza un ciclo termodinámico, la temperatura de referencia se debe considerar igual a la temperatura de abandono. Para el caso de un ciclo simple flash, se utiliza la temperatura de trabajo del separador de fases, el que se trabaja a una presión de 5 bar y le corresponde a una temperatura de 151,831 °C (152 °C), este valor se determinó según la experiencia en el desarrollo de diferentes estudios en distintos países y ha sido el valor que entrega mayor aceptación en los resultados finales del potencial disponible. Por otro lado, para el ciclo binario, el valor de la temperatura de abandono depende de la temperatura de pellizco y este a su vez depende de la temperatura de saturación del fluido de trabajo. En algunos casos se utiliza el isobutano como fluido secundario, cuya temperatura de saturación a la presión de 20 bar (presión de entrada a la turbina) es igual a 100,36 °C. Del mismo modo se utilizará el isobutano para el estudio térmico del ciclo binario (Lagos; 2017).

- **Eficiencia de conversión eléctrica**

Según el primer principio de la termodinámica, se establece que en toda transformación energética la cantidad total de energía se mantiene constante. Mediante este principio, la eficiencia de conversión se refiere a la eficiencia que tiene un determinado proceso para transformar la energía de una forma a otra. Esto ocurre en todo tipo de procesos y en este estudio, la eficiencia de conversión eléctrica ocurre en los sistemas de turbinas y generador, encargados de transformar la energía en forma de vapor, en energía eléctrica. El rendimiento (η) se calcula mediante (ecuación 7.3.2):

$$\eta = \frac{\text{energía producida}}{\text{energía consumida}}$$

ec. 7.3.2

De esta manera se estima que la eficiencia de conversión eléctrica es la eficiencia que tiene un determinado ciclo para aprovechar la energía del vapor y transformarla en energía eléctrica. El valor de la eficiencia de conversión eléctrica está considerado entre un 70% – 80% para un ciclo de simple flash.

Pero para efectos del cálculo se considerará el valor promedio del 75%. Según la eficiencia que poseen las plantas de ciclo binario, principalmente un ciclo ORC, solo entre un 10% – 20% puede ser aprovechado para generar energía eléctrica y entre un 80 – 90% en energía térmica. Al igual que el caso anterior se considerará el valor promedio del 15% (Lagos; 2017).

- **Vida útil y factor de carga**

La vida útil que presentan estas plantas es variable, todo depende de una correcta operación de la central y no sobreexplotar un yacimiento geotérmico, debido a que se pueden agotar en pocos años. Una planta que lleva más de 100 años operando es la central Larderello, en Italia. Cerro Prieto, por su parte, fue puesta en servicio el año 1973 y hasta la fecha, ya posee 43 años en funcionamiento. Si bien, la vida útil dependerá del recurso que se disponga, para realizar el estudio se suele utilizar un valor de 30 años para determinar el potencial eléctrico del yacimiento (Lagos; 2017), Este valor fue utilizado en el estudio del potencial de las áreas de interés de este trabajo, es decir, el valor de la vida útil para el estudio térmico será igual a 30 años. El factor de carga se define como la razón entre la energía real generada y la energía total que se hubiese producido en un determinado periodo de tiempo (generalmente se calcula en 1 año), también se conoce como el factor de planta o de disponibilidad. El factor de capacidad promedio de las plantas geotérmicas que utilizan vapor directo es alrededor del 85%, mientras que el promedio de las tecnologías flash es 82%. Las plantas de energía geotérmica binaria que aprovechan los recursos geotérmicos de temperatura más baja logran un factor de capacidad promedio del 78% (IRENA; 2020). Y para el análisis de los casos se utilizó este valor promedio.

7.3.2.3. Resultados del potencial geotérmico

Los resultados de potencial geotérmico se determinaron para los dos posibles casos estudiados, ya sea para un ciclo simple flash o un ciclo binario, para los casos de estudio 1: Copahue, caso de estudio 2: Domuyo y caso de estudio 3: Epulafquén.

Se utilizó para el cálculo del potencial geotérmico, el Método Volumétrico UGCS “Heat in Place” el cual se puede encontrar en el Anexo H; donde se presentan las fórmulas y procedimientos del método de cálculo.

7.3.2.3.1. Caso de estudio 1: Copahue

Para el caso de estudio del yacimiento geotérmico Copahue (Copahue-Caviahue), el área para el cálculo del potencial es determinada a partir de la información sobre manifestaciones termales (Pesce; 2000). En las figuras 7.3.3 y 7.3.4 se puede observar la zona de interés y el área contemplada.

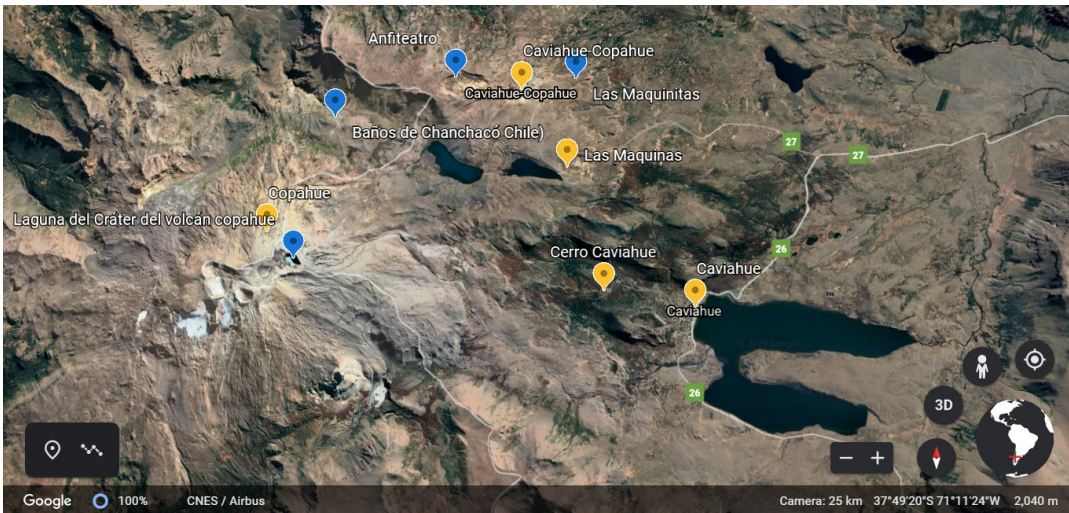


Figura 7.3.3: Manifestaciones termales del yacimiento Copahue-Caviahue (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

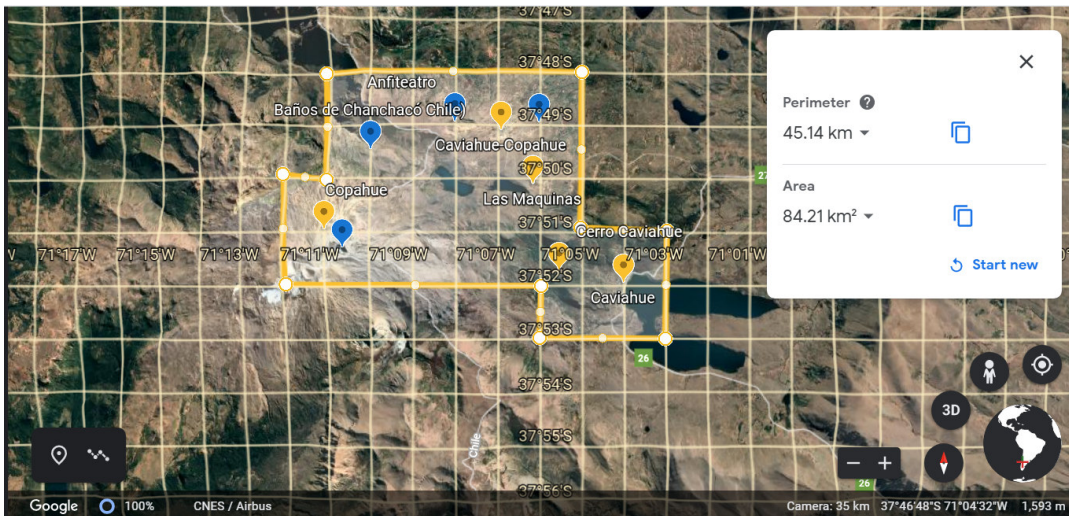


Figura 7.3.4: Área seleccionada a partir de las manifestaciones termales del yacimiento Copahue-Caviahue (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

El espesor del yacimiento Copahue se presenta en dos niveles o profundidades, el primer nivel a una profundidad en el rango de 0,85 a 1 km, con espesor 0,15 km y un

rango de temperatura entre 200 a 215 °C y el segundo nivel de 1,4 km a 4 km con un espesor de 2,6 km y una temperatura registrada de 280 °C (Chiodi et al.; 2020). Dado que el yacimiento geotérmico Copahue (o Copahue-Caviahue) se viene estudiando desde hace más de 50 años con proyectos de generación eléctrica puestos en funcionamiento (Panarello; 2002) se puede atribuir un factor de recuperación térmica, $R_g = 20\%$, debido al gran conocimiento que se tiene de este reservorio geotérmico. Para todas las regiones identificadas para el estudio se considerará el valor de gradiente geotérmico de 71,75 °C / km, en este caso puede quedar por defecto, pero es parte del margen de incertidumbre que presenta el estudio.

Dada la composición de los tipos de rocas que se presentan preponderantemente en la geología del yacimiento son, Andesita (2.000 – 2.700 (kJ / m³ K) y Riolita (2.100 kJ / m³ K); se toma un valor promedio, de 2.250 kJ / m³ K $[(2.000+2.700)/2 + 2.100]/2$.

Dado el rango de temperatura y tipo de fluido vapor, se considera para la estimación el ciclo flash simple para la generación de electricidad, en las tablas 7.3.3 y 7.3.4 se resumen los valores considerados para los datos del grupo 1 y el grupo 2, resp.

Tabla 7.3.3: Datos del yacimiento geotérmico Copahue (o Copahue-Caviahue) – Grupo 1.

| Datos Grupo 1 - Copahue | | |
|---|--|-----------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Área reservorio (km ²) | área tomada por criterio de manifestaciones termales | 84 |
| Espesor reservorio (km) | 1 ^{er} nivel | 0,15 |
| | 2 ^{do} nivel | 2,6 |
| Profundidad reservorio (km) [Espesor de roca con fluido geotérmico, neto] | 1 ^{er} nivel | 0,85 a 1 |
| | 2 ^{do} nivel | 1,4 a 4 |
| Temperatura reservorio (°C) | 1 ^{er} nivel | 200 - 215 |
| | 2 ^{do} nivel | 280 |
| Factor recuperación térmica (Rg) | se tiene mayor conocimiento | 0,1 - 0,2 |
| Gradiente geotérmico (°C/km) | valor promedio | 71,75 |
| Capacidad calorífica volumétrica (kJ / m ³ K) | rocas andesita y riolita, valor promedio | 2.250 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.4: Datos del yacimiento geotérmico Copahue – Grupo 2.

| Datos Grupo 2 - Copahue | | |
|----------------------------------|---|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Temperatura referencia (°C) | temperatura abandono ciclo flash | 152 |
| Eficiencia conversión (%) | eficiencia conversión geotérmica - electricidad ciclo flash | 75 |
| Vida útil proyecto (años) | valor de referencia usual | 30 |
| Factor de carga de la planta (%) | valor promedio para ciclo flash | 82 |

Fuente: elaboración propia.

7.3.2.3.1.1. Resultados ciclo simple flash para el yacimiento geotérmico Copahue-Caviahue

Para los cálculos se tomó una posición más conservadora sobre los datos, en particular para los del grupo 1, y se utilizaron los siguientes valores promedio o por defecto (tabla 7.3.5, 7.3.6 y 7.3.7).

Tabla 7.3.5: Datos del yacimiento geotérmico Copahue – Grupo 1 para cálculo Ciclo Flash Simple.

| Datos Grupo 1 para el cálculo Ciclo Flash Simple - Copahue | | |
|---|--|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Área reservorio (km ²) | área tomada por criterio de manifestaciones termales | 84 |
| Espesor reservorio (km) | ambos niveles sumados | 2,75 |
| Profundidad reservorio (km) Espesor de roca con fluido geotérmico, neto | profundidad promedio | 1,81 |
| Temperatura reservorio (°C) | se toma temperatura por defecto | 200 |
| Factor recuperación térmica (Rg) | se tiene mayor conocimiento, valor promedio | 0,15 |
| Gradiente geotérmico (°C/km) | valor promedio | 71,75 |
| Capacidad calorífica volumétrica (kJ / m ³ K) | rocas andesita y riolita, valor promedio | 2.250 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.6: Datos del yacimiento geotérmico Copahue – Grupo 2 para cálculo Ciclo Flash Simple.

| Datos Grupo 2 para el cálculo Ciclo Flash Simple- Copahue | | |
|---|---|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Temperatura referencia (°C) | temperatura abandono ciclo flash | 152 |
| Eficiencia conversión (%) | eficiencia conversión geotérmica - electricidad ciclo flash | 75 |
| Vida útil proyecto (años) | valor de referencia usual | 30 |
| Factor de carga de la planta (%) | valor promedio para ciclo flash | 82 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.7: Datos termodinámicos del fluido geotérmico asociado a los estados del ciclo Flash simple.

| Datos termodinámicos del fluido geotérmico - Copahue | | |
|--|----------|----------|
| Tr = Tsep a Pcondensador 5 bar | 152 | °C |
| Tc | 40 | °C |
| hr a TR = 200 °C | 852,393 | kJ/kg |
| hr a Tr (=Tsep) | 640,893 | kJ/kg |
| hfg a Tsep | 2.107,41 | kJ/kg |
| hr a Tc | 167,541 | kJ/kg |
| Sf a Tc | 0,572238 | kJ/kg.K |
| Tck | 313,15 | K (Tabs) |
| hg a Tsep | 2748,3 | kJ/kg |
| Sg a Tsep | 6,821509 | kJ/kg.K |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 7.3.8 se presentan cálculos preliminares y en la tabla 7.3.9 se presenta el Potencial de energía eléctrica generado por un ciclo Flash simple para el yacimiento Copahue (Copahue – Caviahue).

Tabla 7.3.8: Cálculos para la obtención del potencial de energía eléctrica.

| T_R | h_f a T_R | R_g | Volumen | alfa | q_w | m_w | m_{stm} |
|-------|---------------|--------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| (°C) | (kJ / kg) | (frac) | (m ³) | (kJ / K) | (kJ) | (kg) | (kg) |
| 200 | 852,393 | 0,15 | 2,31x10 ¹¹ | 7,80 x10 ¹³ | 3,74 x10 ¹⁵ | 1,77 x10 ¹³ | 1,78 x10 ¹² |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.9: Potencial de energía eléctrica.

| Ciclo Flash simple – Copahue ($R_g = 15\%$) | | |
|---|----------|--------------|
| (kJ) | (MW) | (GW) |
| 1,11 x10 ¹⁵ | 1.070,88 | 1,071 |

Fuente: elaboración propia.

El potencial estimado de generación eléctrica por el ciclo Flash simple para el yacimiento Copahue es de aproximadamente de 1.070,88 MW (1,071 GW) (tabla 7.3.9).

7.3.2.3.2. Caso de estudio 2: Domuyo

Para el caso de estudio del yacimiento geotérmico Domuyo, el área para el cálculo del potencial es determinada a partir de la información sobre manifestaciones termales (Pesce; 2000). En la figura 7.3.5 se puede observar la zona de interés y el área contemplada.

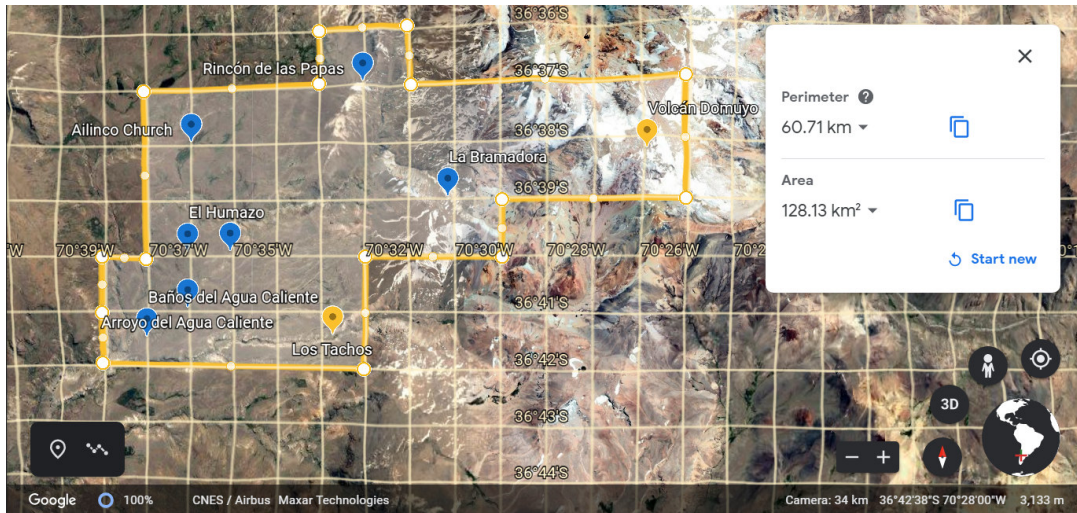


Figura 7.3.5: Área seleccionada a partir de las manifestaciones termales del yacimiento Domuyo (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

El espesor del yacimiento Domuyo se presenta en dos niveles o profundidades, el primer nivel a una profundidad en el rango de 0,4 a 0,6 km, con espesor 0,2 km y un rango de temperatura entre 220 a 240 °C y el segundo nivel de 2 km a 3 km con un espesor de 2 km y una temperatura registrada de 300 °C (Chiodi et al.; 2020). Dado que el yacimiento geotérmico Domuyo no ha sido desarrollado con anterioridad, se conoce con menor certeza las características del mismo, con lo cual se puede atribuir un factor de recuperación térmica, $R_g = 5\%$, asimismo, se considerará también el caso de un $R_g = 15\%$ para comparar con los resultados del yacimiento geotérmico Copahue, pero se tomará el valor de $R_g = 5\%$ para continuar con el estudio del potencial en general. Como se mencionó anteriormente, para todas las regiones identificadas para el estudio se considerará el valor de gradiente geotérmico de 71,75 °C / km, en este caso puede quedar por defecto pero es parte del margen de incertidumbre que presenta el estudio.

Al igual que para el caso del yacimiento Copahue, la composición de los tipos de rocas que se presentan preponderantemente en la geología del yacimiento son, Andesita

(2.000 – 2.700 (kJ / m³ K) y Riolita (2.100 kJ / m³ K); se toma un valor promedio, de 2.250 kJ / m³ K $\left(\frac{(2.000+2.700)}{2} + 2.100\right)/2$).

Dado el rango de temperatura y tipo de fluido vapor, se considera para la estimación el ciclo flash simple para la generación de electricidad, en las tablas 7.3.10 y 7.3.11 se resumen los datos considerados para los datos del grupo 1 y el grupo 2.

Tabla 7.3.10: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 1.

| Datos Grupo 1 - Domuyo | | |
|---|--|------------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Área reservorio (km ²) | área tomada por criterio de manifestaciones termales | 128 |
| Espesor reservorio (km) | 1 ^{er} nivel | 0,2 |
| | 2 ^{do} nivel | 1 |
| Profundidad reservorio (km) Espesor de roca con fluido geotérmico, neto | 1 ^{er} nivel | 0,4 a 0,6 |
| | 2 ^{do} nivel | 2 a 3 |
| Temperatura reservorio (°C) | 1 ^{er} nivel | 220 - 240 |
| | 2 ^{do} nivel | ~ 300 |
| Factor recuperación térmica (Rg) | se tiene menor conocimiento | 0,05 - 0,1 |
| Gradiente geotérmico (°C/km) | valor promedio | 71,75 |
| Capacidad calorífica volumétrica (kJ / m ³ K) | rocas andesita y riolita, valor promedio | 2.250 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.11: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 2.

| Datos Grupo 2 - Domuyo | | |
|----------------------------------|---|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Temperatura referencia (°C) | temperatura abandono ciclo flash | 152 |
| Eficiencia conversión (%) | eficiencia conversión geotérmica - electricidad ciclo flash | 75 |
| Vida útil proyecto (años) | valor de referencia usual | 30 |
| Factor de carga de la planta (%) | valor promedio para ciclo flash | 82 |

Fuente: elaboración propia.

7.3.2.3.2.1. Resultados ciclo simple flash para el yacimiento geotérmico Domuyo

Para los cálculos se tomó una posición más conservadora sobre los datos, en particular para los del grupo 1, y se utilizaron los siguientes valores promedio o por defecto (tablas 7.3.12, 7.3.13 y 7.3.14)

Tabla 7.3.12: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 1 para cálculo Ciclo Flash Simple.

| Datos Grupo 1 para el cálculo Ciclo Flash Simple - Domuyo | | |
|---|--|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Área reservorio (km ²) | área tomada por criterio de manifestaciones termales | 128 |
| Espesor reservorio (km) | ambos niveles sumados | 1,2 |
| Profundidad reservorio (km) Espesor de roca con fluido geotérmico, neto | profundidad promedio | 1,5 |
| Temperatura reservorio (°C) | se toma temperatura por defecto | 220 |
| Factor recuperación térmica (Rg) | se tiene menor conocimiento, valor por defecto | 0,05 |
| Gradiente geotérmico (°C/km) | valor promedio | 71,75 |
| Capacidad calorífica volumétrica (kJ / m ³ K) | rocas andesita y riolita, valor promedio | 2.250 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.13: Datos del yacimiento geotérmico Domuyo – Grupo 2 para cálculo Ciclo Flash Simple.

| Datos Grupo 2 para el cálculo Ciclo Flash Simple - Domuyo | | |
|---|---|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Temperatura referencia (°C) | temperatura abandono ciclo flash | 152 |
| Eficiencia conversión (%) | eficiencia conversión geotérmica - electricidad ciclo flash | 75 |
| Vida útil proyecto (años) | valor de referencia usual | 30 |
| Factor de carga de la planta (%) | valor promedio para ciclo flash | 82 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.14: Datos termodinámicos del fluido geotérmico asociado a los estados del ciclo Flash simple.

| Datos del fluido geotérmico | | |
|--------------------------------|----------|----------|
| Tr = Tsep a Pcondensador 5 bar | 152 | °C |
| Tc | 40 | °C |
| hf a TR = 220 °C | 943,642 | kJ/kg |
| hf a Tr (=Tsep) | 640,893 | kJ/kg |
| hfg a Tsep | 2.107,41 | kJ/kg |
| hf a Tc | 167,541 | kJ/kg |
| Sf a Tc | 0,572238 | kJ/kg.K |
| Tck | 313,15 | K (Tabs) |
| hg a Tsep | 2.748,3 | kJ/kg |
| Sg a Tsep | 6,821509 | kJ/kg.K |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 7.3.15 se presentan cálculos preliminares y en la tabla 7.3.16 se presenta el Potencial de energía eléctrica generado por un ciclo Flash simple para el yacimiento Domuyo.

Tabla 7.3.15: Cálculos preliminares para la obtención del potencial de energía eléctrica.

| T_R | h_f a T_R | R_g | Volumen | alfa | q_w | m_w | m_{stm} |
|-------|---------------|--------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| (°C) | (kJ / kg) | (frac) | (m ³) | (kJ / K) | (kJ) | (kg) | (kg) |
| 220 | 943,642 | 0,05 | $1,54 \times 10^{11}$ | $1,73 \times 10^{13}$ | $1,18 \times 10^{15}$ | $3,88 \times 10^{12}$ | $5,58 \times 10^{11}$ |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.16: Potencial de energía eléctrica yacimiento Domuyo ($R_g = 5\%$).

| Ciclo Flash simple – Domuyo ($R_g = 5\%$) | | |
|---|--------|-------------|
| (kJ) | (MW) | (GW) |
| $3,48 \times 10^{14}$ | 336,25 | 0,34 |

Fuente: elaboración propia.

El potencial estimado de generación eléctrica por el ciclo Flash simple para el yacimiento Domuyo es de aproximadamente de 336 MW (0,336 GW) (tabla 7.3.16).

Al considerar un Factor de recuperación térmico R_g , igual al usado para el caso del yacimiento geotérmico Copahue-Caviahue, $R_g = 15\%$, los resultados del potencial de generación eléctrica se presentan en la tabla 7.3.17.

Tabla 7.3.17: Potencial de energía eléctrica yacimiento Domuyo ($R_g = 15\%$).

| Ciclo Flash simple – Domuyo ($R_g = 15\%$) | | |
|--|----------|--------------|
| (kJ) | (MW) | (GW) |
| $1,04 \times 10^{15}$ | 1.008,76 | 1,009 |

Fuente: elaboración propia.

En este caso, considerando $R_g = 15\%$, el potencial estimado de generación eléctrica por el ciclo Flash simple para el yacimiento Domuyo es de aproximadamente de 1.008,76 MW (1,009 GW) (tabla 7.3.17).

7.3.2.3.3. Caso de estudio 3: Epulafquen

Para el caso de estudio del yacimiento geotérmico Epulafquen, el área para el cálculo del potencial es determinada a partir de la información sobre manifestaciones termales (Pesce; 2000). En las figuras 7.3.6 y 7.3.7 se puede observar la zona de interés y el área contemplada.

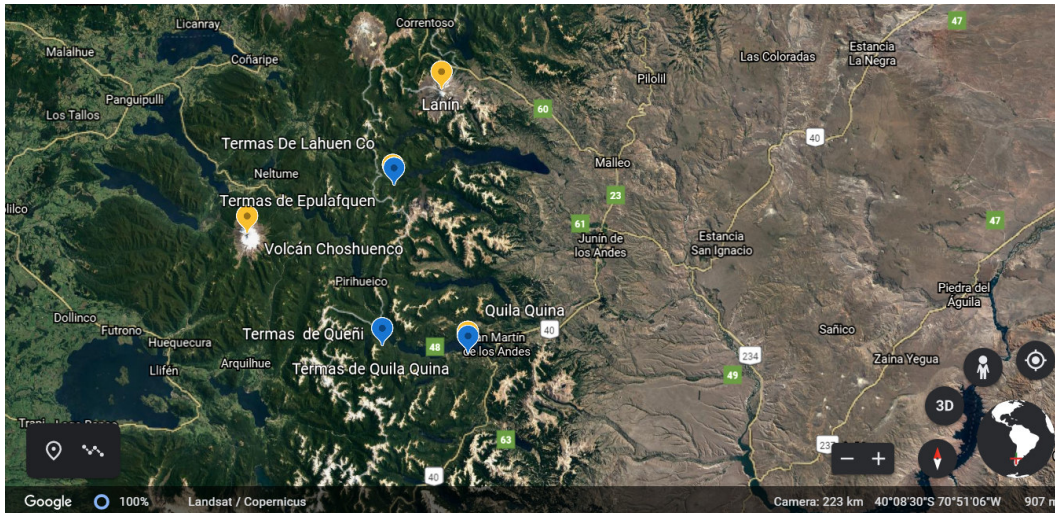


Figura 7.3.6: Manifestaciones termales del yacimiento Epulafquen y Quila Quina (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

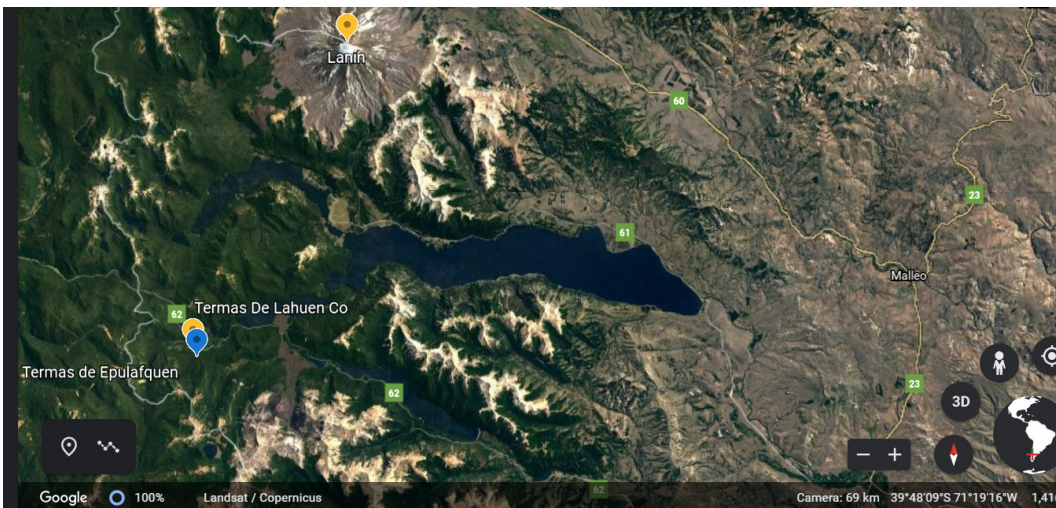


Figura 7.3.7: Manifestaciones termales del yacimiento Epulafquen (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

Para este caso no se cuenta con información o estudios para brindar una fuente de datos con la cual trabajar, sin embargo, dada la proximidad con el yacimiento geotérmico Copahue, se extenderá sus propiedades geológicas y termodinámicas al yacimiento

Epulafquen, a los fines de poder hacer una estimación del potencial de este yacimiento, entendiendo que los datos utilizados sobre la geología y fluidos, y sus propiedades son las utilizadas para el caso del yacimiento geotérmico Copahue, que dada la proximidad entre ambos yacimientos geotérmicos es de esperar que encuentren mayores semejanzas que diferencias. En este caso, se considerará un factor de recuperación térmico $R_g = 1 \%$, dadas las incertezas y desconocimiento de este yacimiento. Asimismo, se considerará también el caso de un $R_g = 15 \%$ para comparar con los resultados del yacimiento geotérmico Copahue, pero se tomará el valor de $R_g = 5 \%$ para continuar con el estudio del potencial en general.

En las tablas 7.3.18, 7.3.19 y 7.3.20 se resumen los datos utilizados para este caso. Para los cálculos se tomó una posición más conservadora sobre los datos, en particular para los del grupo 1.

Tabla 7.3.18: Datos del yacimiento geotérmico Copahue para el yacimiento Epulafquen – Grupo 1 para cálculo Ciclo Flash Simple.

| Datos Grupo 1 para el cálculo Ciclo Flash Simple - Epulafquen | | |
|---|--|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Área reservorio (km ²) | área tomada por criterio de manifestaciones termales | 10 |
| Espesor reservorio (km) | ambos niveles sumados | 2,75 |
| Profundidad reservorio (km) Espesor de roca con fluido geotérmico, neto | profundidad promedio | 1,81 |
| Temperatura reservorio (°C) | se toma temperatura por defecto | 200 |
| Factor recuperación térmica (R _g) | se tiene mayor conocimiento, valor promedio | 0,01 |
| Gradiente geotérmico (°C/km) | valor promedio | 71,75 |
| Capacidad calorífica volumétrica (kJ / m ³ K) | rocas andesita y riolita, valor promedio | 2.250 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.19: Datos del yacimiento geotérmico Copahue para el yacimiento Epulafquen – Grupo 2 para cálculo Ciclo Flash Simple.

| Datos Grupo 2 para el cálculo Ciclo Flash Simple - Epulafquen | | |
|---|---|-------|
| Parámetro | Obs | Valor |
| Temperatura referencia (°C) | temperatura abandono ciclo flash | 152 |
| Eficiencia conversión (%) | eficiencia conversión geotérmica - electricidad ciclo flash | 75 |
| Vida útil proyecto (años) | valor de referencia usual | 30 |
| Factor de carga de la planta (%) | valor usual para ciclo flash | 82 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.20: Datos termodinámicos del fluido geotérmico asociado a los estados del ciclo Flash simple.

| Datos termodinámicos del fluido geotérmico - Epulafquen | | |
|---|----------|----------|
| Tr = Tsep a Pcondensador 5 bar | 152 | °C |
| Tc | 40 | °C |
| hf a TR = 200 °C | 852,393 | kJ/kg |
| hf a Tr (=Tsep) | 640,893 | kJ/kg |
| hfg a Tsep | 2.107,41 | kJ/kg |
| hf a Tc | 167,541 | kJ/kg |
| Sf a Tc | 0,572238 | kJ/kg.K |
| Tck | 313,15 | K (Tabs) |
| hg a Tsep | 2.748,3 | kJ/kg |
| Sg a Tsep | 6,821509 | kJ/kg.K |

Fuente: elaboración propia.

7.3.2.3.3.1. Resultados ciclo simple flash para el yacimiento geotérmico Epulafquen

En la tabla 7.3.21 se presentan cálculos preliminares y en la tabla 7.3.21 se presenta el Potencial de energía eléctrica generado por un ciclo Flash simple para el yacimiento Epulafquen.

Tabla 7.3.21: Cálculos preliminares para la obtención del potencial de energía eléctrica.

| TR | hf a TR | Rg | Volumen | alfa | qw | m _w | m _{stm} |
|------|-----------|--------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| (°C) | (kJ / kg) | (frac) | (m ³) | (kJ / K) | (kJ) | (kg) | (kg) |
| 200 | 852,393 | 0,01 | 2,75 x10 ¹⁰ | 6,19 x10 ¹¹ | 2,97 x10 ¹³ | 1,40 x10 ¹¹ | 1,41 x10 ¹⁰ |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.22: Potencial de energía eléctrica yacimiento Epulafquen (Rg = 1 %).

| Ciclo Flash simple – Epulafquen (Rg = 1 %) | | |
|--|------|---------------|
| (kJ) | (MW) | (GW) |
| 8,79 x10 ¹² | 8,50 | 0,0085 |

Fuente: elaboración propia.

El potencial estimado de generación eléctrica por el ciclo Flash simple para el yacimiento geotérmico Epulafquen es de aproximadamente de 8,50 MW (0,0085 GW) (tabla 7.3.22).

Al considerar un Factor de recuperación térmico R_g , igual al usado para el caso del yacimiento geotérmico Copahue-Caviahue, $R_g = 15\%$, los resultados del potencial de generación eléctrica son los presentados en la tabla 7.3.23

Tabla 7.3.23: Potencial de energía eléctrica yacimiento Epulafquen ($R_g = 15\%$).

| Ciclo Flash simple – Epulafquen ($R_g = 15\%$) | | |
|--|--------|---------------|
| (kJ) | (MW) | (GW) |
| 1,32E+14 | 127,49 | 0,1275 |

Fuente: elaboración propia.

En este caso, considerando $R_g = 15\%$, el potencial estimado de generación eléctrica por el ciclo Flash simple para el yacimiento geotérmico Epulafquen es de aproximadamente de 127,5 MW (0,1275 GW) (tabla 7.3.23).

A continuación, se presentan los potenciales de generación de energía eléctrica para los tres casos, Copahue, Domuyo y Epulafquen (tabla 7.3.24).

Tabla 7.3.24: Potenciales de generación de energía eléctrica para los yacimientos geotérmicos considerados.

| Yacimiento | Ciclo Flash simple ($R_g = 15\%$) | | |
|------------|-------------------------------------|---------|---------------|
| | (kJ) | (MW) | (GW) |
| Copahue | $1,11 \times 10^{15}$ | 1070,88 | 1,071 |
| Domuyo | $1,04 \times 10^{15}$ | 1008,76 | 1,009 |
| Epulafquen | $1,32 \times 10^{14}$ | 127,49 | 0,1275 |

| Yacimiento | (kJ) | (MW) | (GW) |
|------------|---|--------|---------------|
| Domuyo | Ciclo Flash simple ($R_g = 5\%$) | | |
| | $3,48 \times 10^{14}$ | 336,25 | 0,3363 |
| Epulafquen | Ciclo Flash simple – Epulafquen ($R_g = 1\%$) | | |
| | $8,79 \times 10^{12}$ | 8,5 | 0,0085 |

Fuente: elaboración propia.

En el Informe de la CEPAL[#]: “Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur: Una propuesta metodológica” (2016) por Paolo Bona y Manlio Coviello, se citan como referencia los valores de potencial geotérmico eléctrico para la Argentina, los cuales están en el rango de 490 MW a 2010 MW (Cuadro I, pág. 25 del Informe de la CEPAL), que al considerar los casos de Copahue, Domuyo y Epulafquen con los valores de R_g del 15 %, 5 % y 1%, resp., el potencial estimado total es de 1.415 MW, con un factor (optimista) de $R_g = 15\%$ para Copahue.

#: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/40079-valoracion-gobernanza-proyectos-geotermicos-america-sur-propuesta-metodologica>

7.3.3. Costos para las plantas de generación geotérmica

El promedio ponderado global de los costos nivelados de generación de energía eléctrica (LCOE) de los proyectos en 2019 fue de 0,073 USD / kWh. Por su parte, los costos totales de instalación fueron de 3.916 USD / kW. Y el factor de capacidad promedio ponderada global para las plantas recién puestas en servicio fue del 79%; y está proyectado que el LCOE promedio ponderado podría caer a solo más de 0,05 USD / kWh en 2021 (figura 7.3.8). Sin embargo, esto dependerá de si los proyectos cumplen con sus objetivos de puesta en marcha (IRENA; 2020).

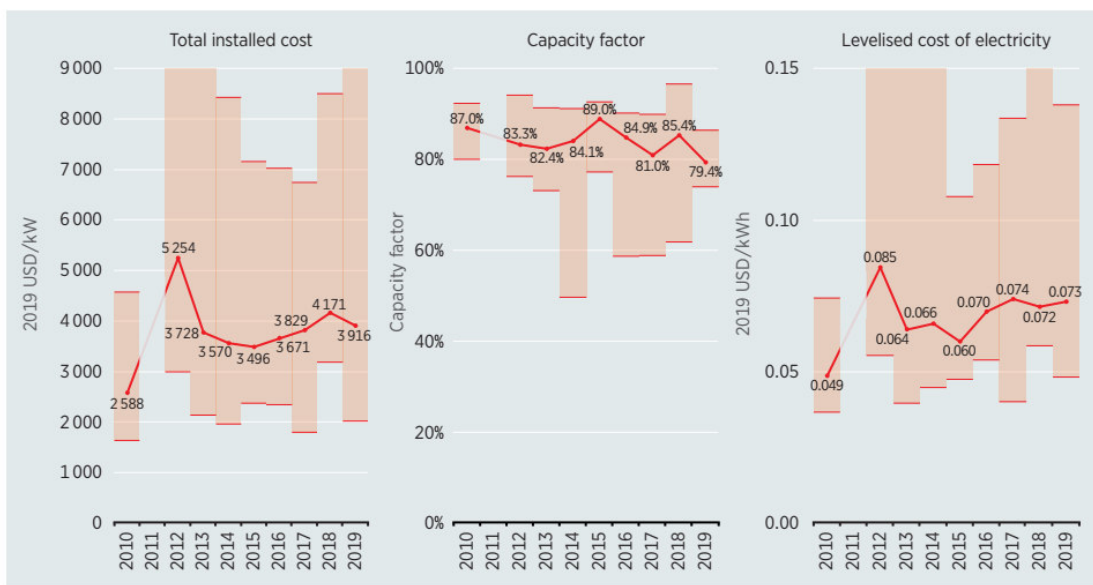


Figura 7.3.8: Valores globales promedio ponderados de Costos totales instalados, Factores de capacidad y LCOE (IRENA; 2020).

7.3.3.1. Costos totales de instalación

Como una tecnología intensiva en capital con requisitos de perforación, los costos en el desarrollo de las plantas energía geotérmica están muy influenciado por mercados de materias primas y el petróleo, estos tienen un directo impacto en los costos de perforación y por lo tanto los costos de ingeniería, procura y construcción (EPC). Los costos de instalación de la planta de energía geotérmica son altamente sensibles a la ubicación. En este sentido, tienen más en común con los proyectos hidroeléctricos que con instalaciones fotovoltaicas y eólicas terrestres.

Normalmente, los costos de las plantas binarias tienden ser más altos que las plantas de vapor directo y flash (figura 7.3.9). Los costos totales de instalación de las plantas de energía geotérmica consisten en los costos de desarrollo del proyecto, los costos de exploración y evaluación de recursos (incluyendo estudios sísmicos y pozos de prueba) y la perforación costos de los pozos de producción e inyección. Los costos totales instalados también incluyen la infraestructura de campo, sistemas de recolección y eliminación de fluidos geotérmicos, junto con otras instalaciones de superficie. Además, están los costos de la central eléctrica y costos de la red de conexión (IRENA; 2020).

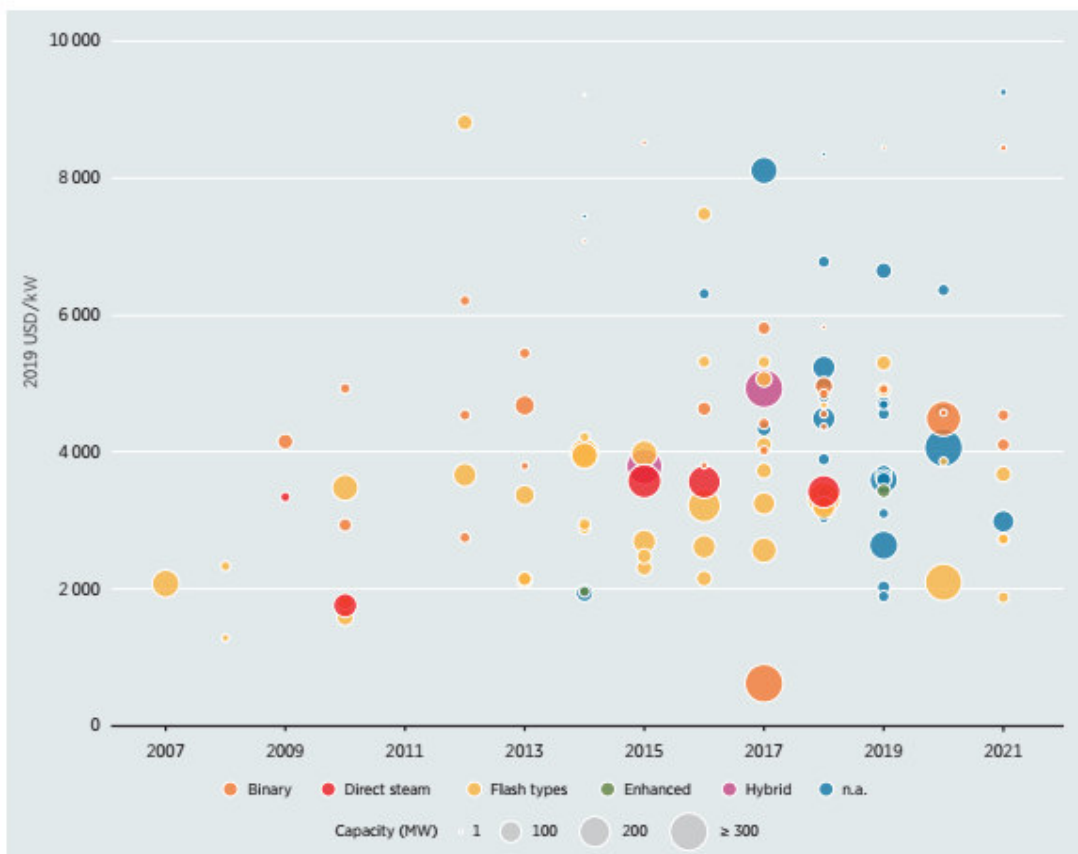


Figura 7.3.9: Costos totales por proyecto, por tecnología y capacidad (IRENA; 2020).

7.3.3.2. Factores de capacidad

Para los años 2007 al 2021, los factores de capacidad de las plantas de energía geotérmica varían entre el 60% y más del 90%. En la figura 7.3.10 se presentan tales factores de capacidad para las plantas de energía geotérmica por tecnología y tamaño del proyecto. El factor de capacidad promedio de las plantas geotérmicas que utilizan

vapor directo es alrededor del 85%, mientras que el promedio de las tecnologías flash es 82%. Las plantas de energía geotérmica binaria que aprovechan los recursos geotérmicos de temperatura más baja logran un factor de capacidad promedio del 78% (IRENA; 2020).

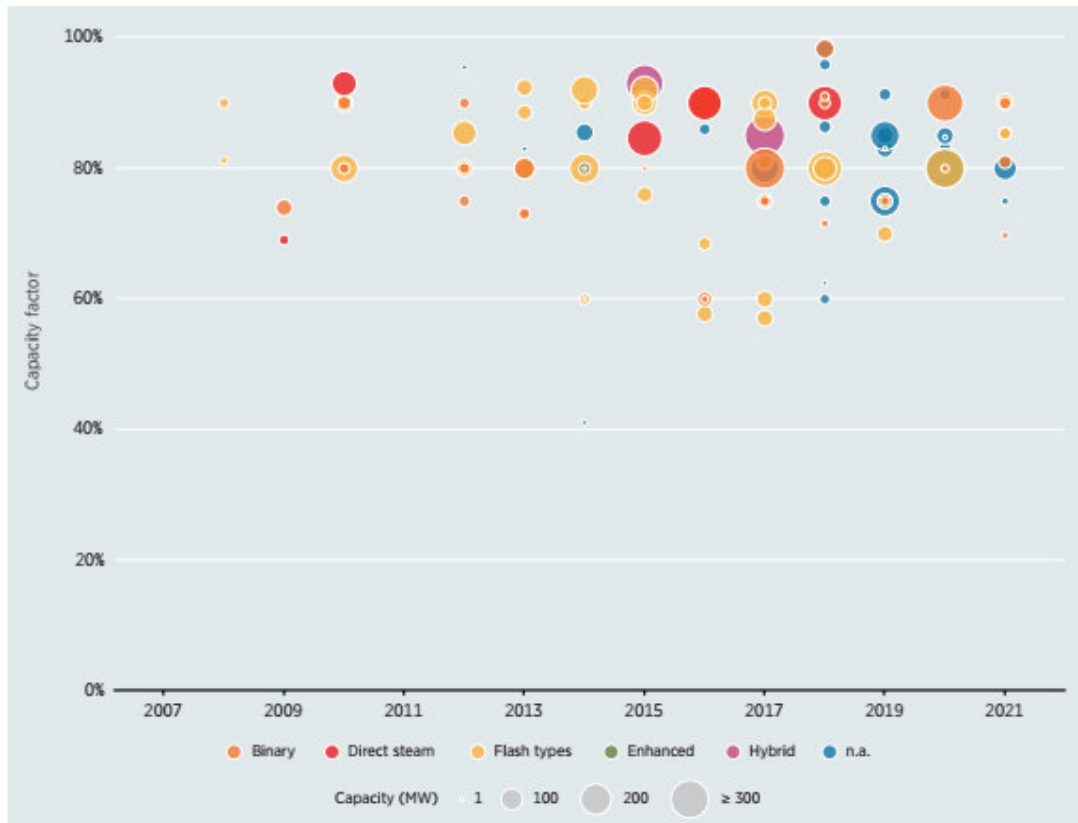


Figura 7.3.10: Factores de capacidad por proyecto y capacidad instalada (IRENA; 2020).

7.3.3.3. Costo nivelado de energía eléctrica (LCOE)

El LCOE se determina a partir de los costos totales de instalación, costo promedio ponderado de capital, vida económica y costos de operación y mantenimiento de una planta geotérmica. Aún más que las tecnologías solar y eólica, los proyectos de energía geotérmica requieren una optimización continua a lo largo de la vida del proyecto, con gestión sofisticada del reservorio y los pozos de producción para garantizar que la producción cumpla las expectativas. En la figura 7.3.11 se presentan los LCOE de proyectos de geotermia por tecnología y tamaño para el período 2007 a 2021. Durante

este período al 2019, el LCOE varió desde tan solo USD 0,04 / kWh para el desarrollo de la segunda etapa de un campo existente hasta tan alto como USD 0,17 / kWh para desarrollos nuevos en áreas remotas. El LCOE promedio ponderado global aumentó de alrededor de USD 0,05 / kWh para proyectos encargado en 2010 a alrededor de USD 0,07 / kWh en 2019. Los proyectos tienden a seguir las tendencias en el costo total instalado. Para el período 2019 a 2021, el dato disponible sugiere que el LCOE podría caer. Sin embargo, esto dependerá de si los proyectos cumplen con sus objetivos de puesta en marcha y si no, si el costo incurre en sobrecostos (IRENA; 2020).

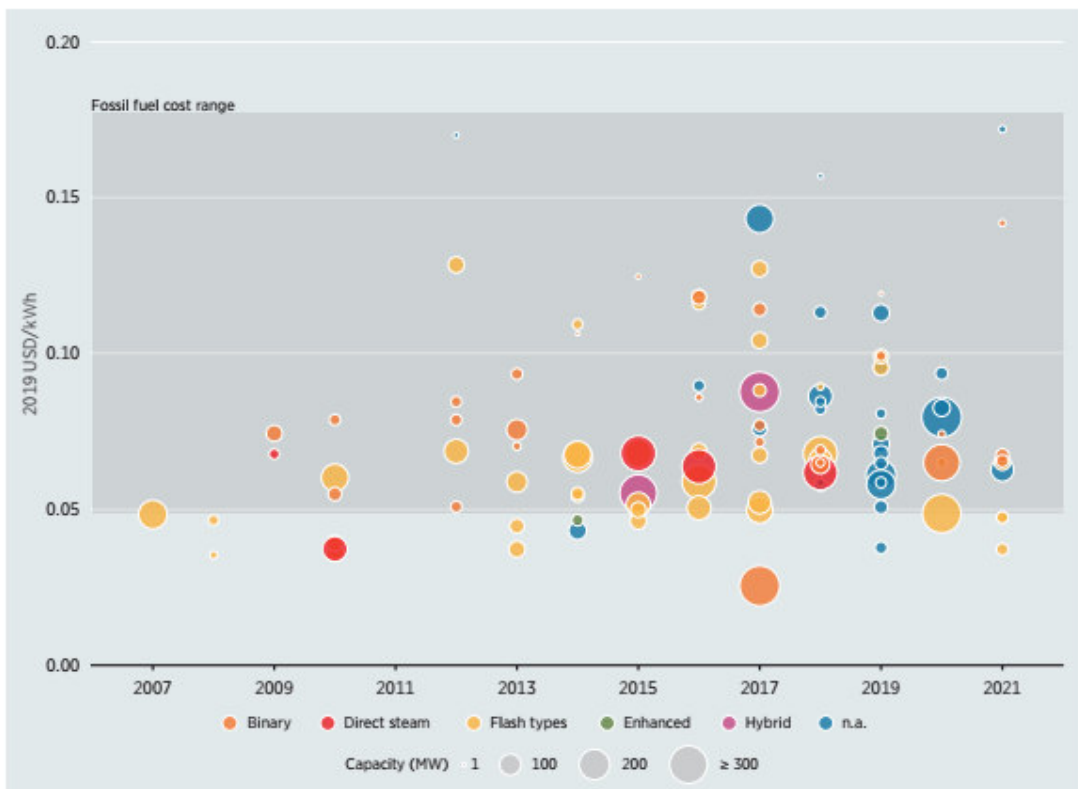


Figura 7.3.11: Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) por tecnología y tamaño de proyecto (IRENA; 2020).

7.3.3.4. Estimación de los costos operacionales (OPEX)

La operación y mantenimiento (O&M) de la central geotérmica está considerada para todos los equipos que son parte de la planta. Suelen dividirse en dos tipos, la O&M del campo de vapor, que incluye los pozos geotérmicos, tuberías, infraestructura, entre

otros y la O&M de la central eléctrica, principalmente de la turbina, generador, sistema de enfriamiento, subestación eléctrica y otros equipos.

Los costos de O&M del campo de vapor suelen estar en el rango de 1 a 4 millones de dólares al año dependiendo de la química de los fluidos, geología y calidad de los pozos. La O&M consiste en limpiar los pozos existentes, perforar nuevos de ser necesario y dar mantenimiento a otros equipos en el campo de vapor, como tuberías, válvulas y despiches. Los costos de O&M de la central eléctrica, se suelen calcular en 1,5 a 2,5% de la inversión de la central eléctrica, que dependen en gran parte de la composición química de los fluidos geotérmicos, como su acidez, corrosión, potencial de formación de sarro, entre otras. Sin embargo, según el WBDG (Whole Building Design Guide) un programa del instituto nacional de ciencias de la construcción, de los EE.UU., estiman que el costo de O&M de las plantas geotérmicas está entre 0,01 y 0,03 USD / kWh, valor que coincide con la estimación de la Asociación de energía geotérmica. Por este motivo, se utilizará el promedio de estos valores para la estimación de los costos de operación y mantención de la central geotérmica, igual a 0,02 USD / kWh (Lagos; 2017).

7.3.3.5. Costos asociados a la generación de energía eléctrica para los proyectos geotérmicos

Para el caso se consideraron los costos asociados a las plantas de generación eléctrica de 10 MW para el yacimiento geotérmico Epulafquen y/o Copahue y el de la planta de 100 MW para los yacimientos geotérmicos de Copahue y Domuyo.

Tomando como referencia un costo de instalación promedio de 3.916 USD / kW, un factor de capacidad del 82% (Planta ciclo Flash), costos fijos del orden del 2,5% de los costos de instalación y costos variables del orden de 0,02 USD / kWh. En la tabla 7.3.25 se resumen los resultados obtenidos y el LCOE obtenido (Anexo A).

Tabla 7.3.25: Costos de las plantas flash de 10 MW y 100MW. Y LCOE calculado.

| Yacimiento geotérmico | Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | | LCOE Calculado |
|-----------------------|----------|------------------|------------------|-------------------|--|--------------------------------|----------------|
| | | | | 3.916 USD/kW | Costos fijos: 2,5% de los Costos instalación | Costos variables: 0,02 USD/kWh | |
| | | | | | (MM USD) | (MM USD) | |
| Copahue | 100.000 | 718,32 | 82% | 391,60 | 9,79 | 14,3664 | 0,086 |
| Domuyo | 100.000 | 718,32 | 82% | 391,60 | 9,79 | 14,3664 | 0,086 |
| Epulafquen | 10.000 | 71,832 | 82% | 39,16 | 0,979 | 1,43664 | 0,086 |

Fuente: elaboración propia.

En comparación con el LCEO promedio ponderado global (IRENA; 2020) de 0,075 USD / kWh, se obtuvieron valores superiores para las plantas Flash de 100 MW y 10 MW, con LCOE de 0,086 USD / kWh, pero dentro del rango de valores registrados en la base de datos de IRENA (figura 7.3.11).

7.3.4. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para la energía geotérmica

En general, los impactos ambientales negativos asociados con la geotermia son menores o bajos en comparación con otras fuentes energéticas no renovables, como son los hidrocarburos. La producción del fluido geotérmico puede emitir cantidades variables de GEI, que por lo general son pequeñas. De manera natural existen flujos de CO₂ desde el subsuelo a superficie que eventualmente se liberarían en la atmósfera a través de ventilación natural. La explotación de la energía geotérmica no crea finalmente CO₂ adicional del subsuelo, ya que no existe un proceso de combustión, aunque la tasa natural de las emisiones puede ser alterada por la producción geotérmica dependiendo de configuración de la planta, ya que la explotación en sí misma estaría favoreciendo la emisión. El agua no es un factor limitante para la generación de energía geotérmica, ya que los fluidos geotérmicos suelen ser salmueras (es decir, no compiten con otros usos). Por su parte, las plantas de energía flash no consumen agua potable para su funcionamiento y producen agua condensada que, con el tratamiento adecuado, puede usarse para fines agrícolas e industriales. Por otro lado, las centrales binarias si bien utilizan agua para el enfriamiento, pueden minimizar su uso realizando el enfriamiento por aire (IDAE; 2008).

7.3.4.1. Emisiones directas de gases de efecto invernadero

El principal GEI emitido por las operaciones geotérmicas es el dióxido de carbono (CO₂). Los fluidos geotérmicos contienen minerales lixiviados de la roca del reservorio y variables cantidades de gas, principalmente CO₂ y una cantidad menor de sulfuro de hidrógeno. La composición y cantidad de gas depende de la geología particular de cada región. Dependiendo de la tecnología utilizada, la mayor parte del contenido mineral del fluido y algunos de los gases se reinyectan nuevamente en el reservorio. Los gases a menudo se extraen desde un condensador de turbina de vapor o un intercambiador de calor de dos fases y lanzado a través de una torre de enfriamiento. El CO₂, en promedio, constituye el 90% de estos gases no condensables (Bertani y Thain, 2002). En centrales de ciclo binario de ciclo cerrado, donde el fluido geotérmico extraído se pasa a través de un intercambiador de calor y luego completamente reinyectado, la emisión operacional de CO₂ es cercana a cero. Si bien las centrales eléctricas EGS estén diseñadas como un sistema de circulación de circuito cerrado de fase líquida, con cero emisiones directas, el gas que se separa dentro del circuito de circulación, puede producir emisiones. Si la tendencia actual continúa hacia un mayor uso de recursos de baja temperatura y plantas binarias, habrá una reducción en el promedio de emisiones de GEI (IDAE; 2008).

7.3.4.2. Impactos ambientales locales

Evaluaciones de impacto ambiental para desarrollos geotérmicos implican la consideración de una variedad de impactos locales sobre el uso de la tierra y el agua durante las fases de construcción y operación que son comunes a la mayoría de los proyectos de energía (por ejemplo, ruido, vibración, polvo, impactos visuales, superficie y los impactos de las aguas subterráneas, los ecosistemas, la biodiversidad), así como los específicos impactos geotérmicos (p. ej., efectos sobre características naturales sobresalientes como manantiales, géiseres y fumarolas) (IDAE; 2008).

7.3.4.3. Otras emisiones de gases y líquidos durante la operación

Los sistemas geotérmicos involucran fenómenos naturales, y típicamente descargan gases mezclados con vapor en la atmósfera y minerales disueltos en las aguas

termales en el agua de superficie. Además del CO₂, los fluidos geotérmicos pueden, dependiendo del lugar, contener una variedad de otros gases menores, como sulfuro de hidrógeno (H₂S), hidrógeno (H₂), metano (CH₄), amoníaco (NH₃) y nitrógeno (N₂); también pueden estar presentes, mercurio, arsénico, radón y boro. Las cantidades dependen de las condiciones geológica, hidrológica y termodinámica el campo geotérmico, el tipo de fluido de recolección-inyección y la planta de energía utilizada. De los gases menores, el H₂S es tóxico, pero rara vez tiene una concentración suficiente para ser dañino después de ser venteado a la atmósfera y dispersarse. La captación del H₂S liberado de las plantas de energía geotérmica se practica en partes de Estados Unidos e Italia. En otros lugares, el H₂S es monitoreado para garantizar que las concentraciones después de la ventilación y dispersión atmosférica no es dañina. El metano (CH₄), que tiene potencial de calentamiento global, suele estar presente en pequeñas concentraciones, típicamente un pequeño porcentaje del CO₂ concentración. La mayoría de los químicos peligrosos en los fluidos geotérmicos están en fase acuosa. Para el caso, la presencia de boro y arsénico es perjudicial para los ecosistemas si se libera en la superficie. Una buena práctica es volver a inyectar el fluido geotérmico (salmuera) en el reservorio geotérmico para soportar las presiones del depósito, así como para evitar efectos ambientales adversos. La eliminación en superficie de salmueras geotérmicas, si se excede significativamente las tasas de flujo de aguas termales naturales, y si no se diluyen fuertemente, pueden tener efectos adversos sobre la ecología de ríos, lagos o ambientes marinos. Si se examina el ciclo de vida completo de la energía geotérmica, los impactos medioambientales son destacadamente menores que los existentes en las centrales térmicas de combustibles fósiles y nucleares, incluso menores en comparación con otras fuentes de energías renovables. Esto, fundamentalmente, es por el hecho de que la fuente de energía geotérmica está en el interior de la Tierra, los equipos de generación eléctrica son relativamente compactos, haciendo que la instalación completa sea más pequeña y, por tanto, el área de terreno requerido por las plantas geotérmicas es mucho menor que el que necesita otro tipo de plantas de generación eléctrica. De manera aproximada, una planta térmica de gas ocuparía tres veces más espacio que una geotérmica y una de carbón hasta ocho veces más. Asimismo, se trata de una energía limpia, pues ocasiona muy pocas emisiones de gases, que son significativamente bajos en comparación con otras

fuentes térmicas de energía, como se puede apreciar en la siguiente tabla (tabla 7.3.26) (IDAE; 2008).

Tabla 7.3.26: Emisiones de gases asociados a la energía geotérmica y por no renovables.

| Fuente | g / kWh | | |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|
| | NO _x | SO ₂ | CO ₂ |
| Carbón | 2,0 | 4,7 | 996,0 |
| Petróleo | 1,8 | 5,5 | 760,0 |
| Gas natural | 1,3 | 0,1 | 551,0 |
| Geotermia (flash) | 0,0 | 0,1 | 27,0 |
| Geotermia (Ciclo Binario y Flash/Binario) | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Fuente: modificado de IDAE; 2008.

7.3.4.4. Estado del estudio de las emisiones de GEI para el ciclo de vida de la Energía Geotérmica

La figura 7.3.12 muestra la tendencia central y la variabilidad de las estimaciones de del ciclo de vida de GEI, para 3 (tres) tipos de tecnología examinados: EGS binario, Hidrotermal (HT) flash y HT binario. Es importante, como se mencionó anteriormente que las estimaciones reportadas no son valores armonizados porque la armonización no fue encontrada en la bibliografía consultada y estaba fuera del alcance de este trabajo. Sin embargo, por lo visto para otras fuentes energéticas cuyas estimaciones sí pudieron ser tomadas de valores armonizados, se notó que no se presentaban grandes variaciones entre los valores medios, con lo cual a los fines comparativos con fuentes de energía no renovables no se considera que presente un error de consideración (Eberle et al.; 2017).

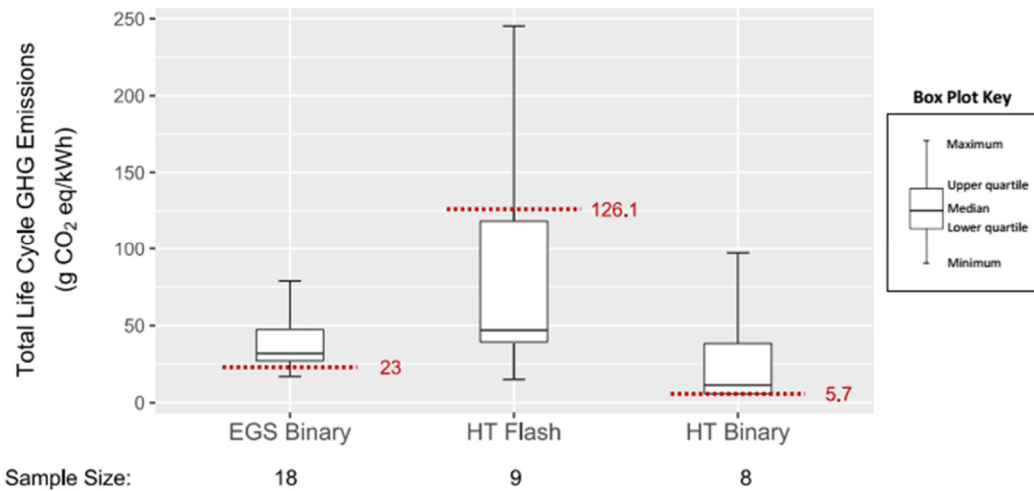


Figura 7.3.12: Ciclo de vida de las emisiones de GEI para las tecnologías de generación de electricidad EGS binario, HT flash y HT binario (Eberle et al.; 2017).

De la figura 7.3.12 se puede observar que la media para el ciclo de vida de las emisiones de GEI para el EGS binario es de 32 gramos de dióxido de carbono equivalente por kilovatio hora ($\text{g CO}_2 \text{ eq} / \text{kWh}$), para el HT flash es de 47 $\text{g CO}_2 \text{ eq} / \text{kWh}$ y para el HT binario es de 11,3 $\text{g CO}_2 \text{ eq} / \text{kWh}$.

7.3.4.5. Emisiones de GEI desagregadas por fase del ciclo de vida

De las tres tecnologías de generación de electricidad geotérmica el HT flash exhibe la mayor cantidad de variación en el ciclo de vida total de las emisiones de GEI (figura 7.3.13), siendo el rango para las emisiones totales de GEI del HT flash de 5,0 – 245 $\text{g CO}_2 \text{ eq} / \text{kWh}$; mientras que el rango para las emisiones totales del EGS binario es de 16,9 – 79 $\text{g CO}_2 \text{ eq} / \text{kWh}$. Cuando las emisiones se desglosan por fase (figura 7.3.13), se puede observar que la mayor parte de la variabilidad en las emisiones del sistema HT flash proviene de la operación de la planta. En las plantas flash HT las emisiones asociadas a la operación resultan de la liberación de gases no condensables cuando el geofluido se expone a la atmósfera después de pasar a través de una turbina. En contraste, ninguno de los sistemas binarios EGS y los sistemas binarios HT tienen emisiones asociadas con no condensables gaseosos, porque los geofluidos en las plantas geotérmicas binarias permanecen en un sistema de circuito cerrado. Sin embargo, las emisiones operacionales asociadas con las plantas hidrotermales flash

varían ampliamente dependiendo de la eficiencia de la planta y la composición del geofluido, que varía con la geología regional.

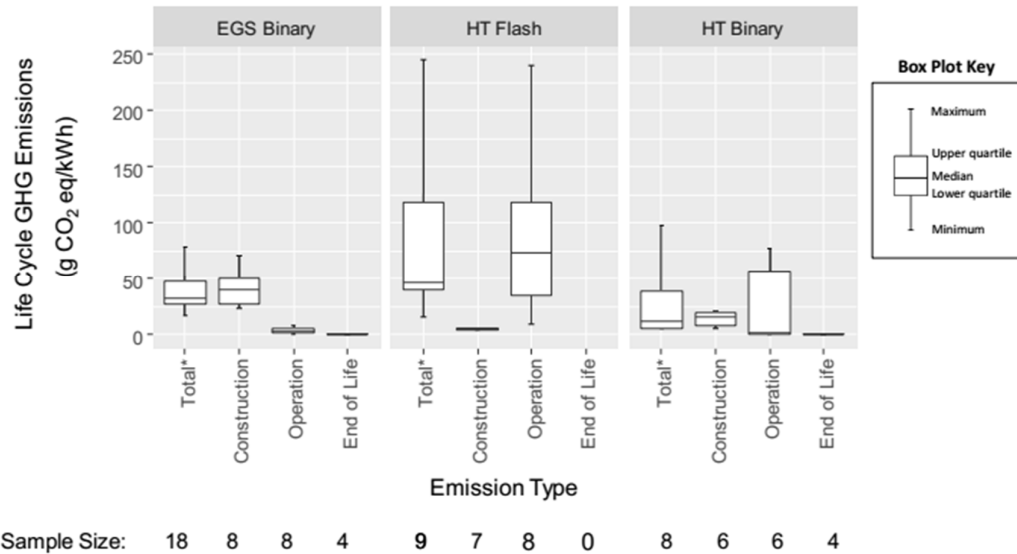


Figura 7.3.13: Ciclo de vida de las emisiones de GEI para las tecnologías de generación de electricidad EGS binario, HT flash y HT binario, desagregadas por fase del ciclo de vida (construcción, operación, final de vida y total) (Eberle et al.; 2017).

7.3.4.6. Emisiones de GEI por energía geotérmica

Para acotar el valor de las emisiones de GEI asociados al uso de energía geotérmica para la generación de energía eléctrica, se consideran dos plantas de generación del tipo flash simple, una de 10 MW y otra de 100 MW, la primera asociada al yacimiento geotérmico Epulafquen y extensible al yacimiento Copahue por los supuestos y consideraciones tomadas en los cálculos; y la otra de 100 MW para los casos de los yacimientos geotérmicos Copahue y Domuyo. Se consideran esas potencias ya que son potencias más comunes con la realidad de los proyectos regionales (tabla 7.3.27). Asimismo, se presentan los valores de las emisiones para los potenciales de generación, pero solo a modo informativo (tabla 7.3.28).

Considerando los potenciales de generación para el HT Flash y las emisiones asociadas a esta tecnología, de 47 g de CO₂ eq / kWh, en la tabla 7.3.27 se pueden

observar las cantidades anuales de emisiones de GEI equivalentes a toneladas de CO₂ por kWh generado por energía geotérmica.

Tabla 7.3.27: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los yacimientos geotérmicos.

| Yacimiento geotérmico | Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía generada FC = 82 % (GWh-año) | Tons CO ₂ eq - anual |
|-----------------------|---------------|------------|----------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| Copahue | 100 | HT Flash | 47 | 718,32 | 33.761 |
| Domuyo | 100 | HT Flash | 47 | 718,32 | 33.761 |
| Epulafquén | 10 | HT Flash | 47 | 71,83 | 3.376 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.3.28: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía eléctrica de los yacimientos geotérmicos considerando su potencial.

| Yacimiento geotérmico | Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía generada FC = 82 % (GWh-año) | Tons CO ₂ eq - anual |
|-----------------------|---------------|------------|----------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| Copahue | 961,89 | HT Flash | 47 | 8.426,19 | 396.031 |
| Domuyo | 1.129,38 | HT Flash | 47 | 9.893,36 | 464.988 |
| Epulafquén | 127,49 | HT Flash | 47 | 1.116,78 | 52.489 |

Fuente: elaboración propia.

7.4. Generación hidroeléctrica

Los aprovechamientos hidroeléctricos pueden clasificarse en función de diversos criterios y no resulta muy útil ajustarse a una definición única. Las clasificaciones posibles se refieren a potencia, salto, captación, capacidad de regulación, tipo de sistema eléctrico, etc. De manera orientativa se citan a continuación las dos más usuales, que son potencia (tabla 7.4.1) y salto de diseño (tabla 7.4.2) (Fuente. Energías Renovables Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, 2008, Secretaría de Energía, Argentina).

Tabla 7.4.1: Clasificación de acuerdo a la potencia instalada.

| Id | Categoría | Rango de potencias (MW) | Rango de potencias (kW) |
|-----|-----------------|-------------------------|-------------------------|
| pCH | Pico Central | 0 - 0,005 | 0 - 5 |
| μCH | Micro Central | 0,005 - 0,050 | 5 - 50 |
| mCH | Mini Central | 0,050 - 0,500 | 50 - 500 |
| PCH | Pequeña Central | 0,500 - 30 | 500 - 30.000 |
| MCH | Mediana Central | 30 - 50 | 30.000 - 50.000 |
| GCH | Gran Central | > 50 | > 50.000 |

Fuente: elaboración propia en base a Energías Renovables Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, 2008, Secretaría de Energía, Argentina.

Tabla 7.4.2: Clasificación de acuerdo al salto de diseño.

| Categoría | Salto (m) |
|-------------|-----------|
| Baja Caída | 3 - 30 |
| Media Caída | 30 - 100 |
| Alta Caída | > 100 |

Fuente: elaboración propia en base a Energías Renovables Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, 2008, Secretaría de Energía, Argentina

Si bien, la altura y también la capacidad instalada (tamaño) se presentan a menudo como criterios para la clasificación de las centrales hidroeléctricas; los principales tipos de energía hidroeléctrica, sin embargo, son De Pasada (Run of River – RoR), Embalse

(almacenamiento hidroeléctrico), Almacenamiento por bombeo (HPP), y Tecnología in-stream. En el Anexo I se desarrollan aspectos técnicos asociados a la generación de energía eléctrica por la fuente energética hídrica.

7.4.1. Generación hidroeléctrica en la provincia del Neuquén

La provincia del Neuquén tiene un sistema hidrográfico casi perfecto con gran pendiente con origen en la cordillera de los Andes, dando lugar a una de las cuencas hídricas más importantes de la Argentina, constituida por los ríos Limay, Neuquén y Negro que vierten sus aguas sobre el Océano Atlántico. El caudal medio de los ríos Limay, Neuquén y Colorado en su conjunto es del orden de los 1.200 m³/s, lo que representa el 45% de la oferta de las cuencas argentinas. Son seis las centrales hidroeléctricas presentes en la provincia, cinco de ellas sobre el Río Limay compartidas con la provincia de Río Negro, y la otra sobre el Río Neuquén, totalizando en su conjunto 4.587 MW de potencia instalada, correspondiendo 2.529,5 MW a la provincia, constituyen la principal fuente de generación de energía eléctrica en el territorio nacional (figura 7.4.1).

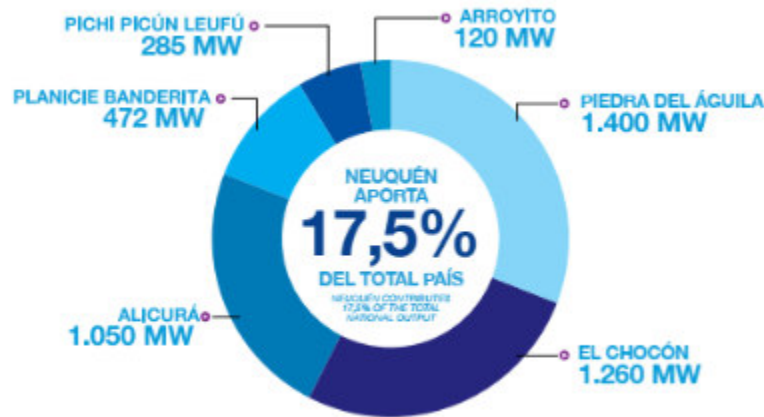


Figura 7.4.1: Potencia generada por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018).

Existe aún una importante potencialidad en Neuquén para concretar emprendimientos hidroeléctricos que permitirían más que duplicar la potencia y generación que existe en la actualidad (figura 7.4.2; tabla 7.4.3).

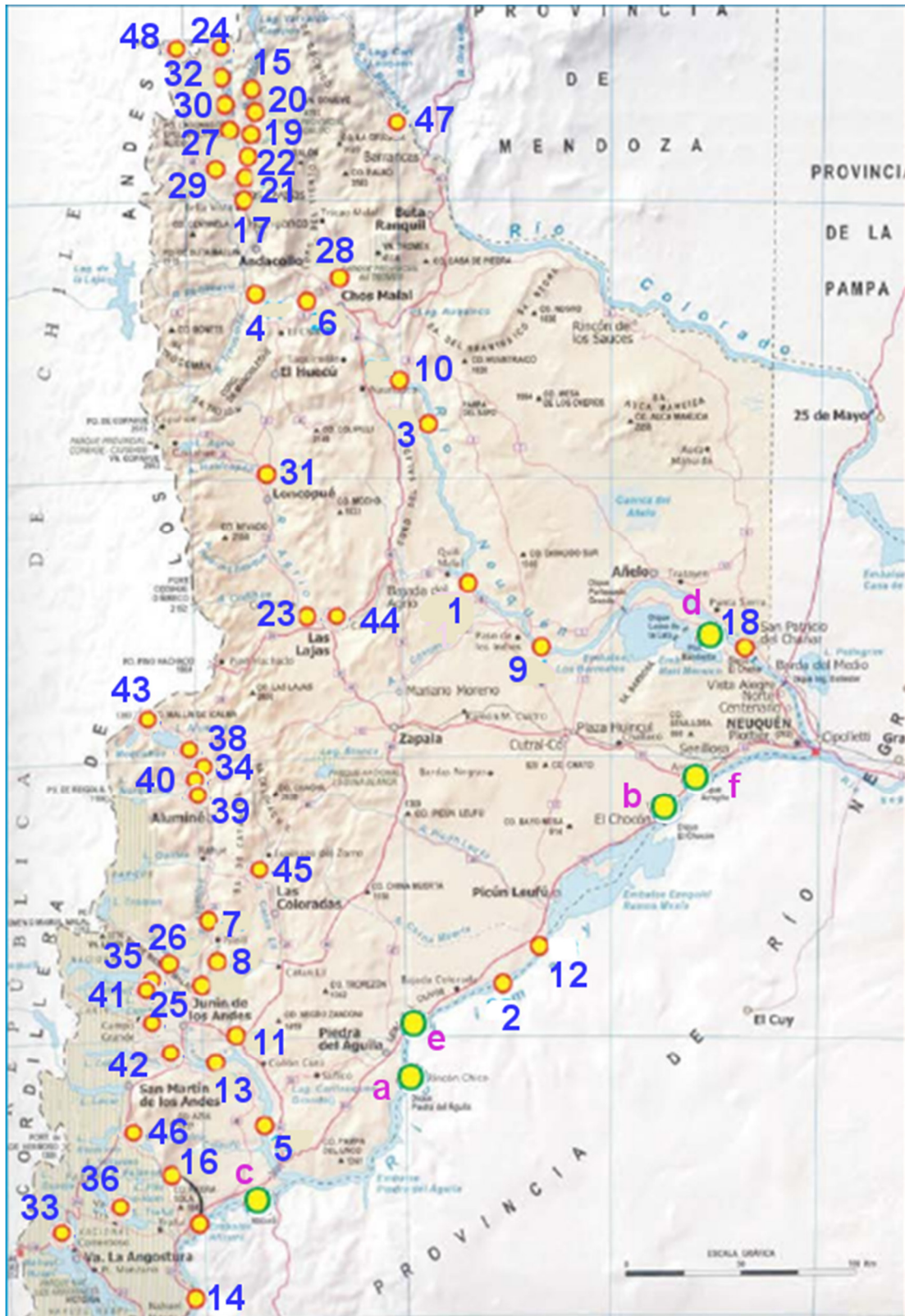


Figura 7.4.2: Potencia posible de generar por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén (modificado de EMHIDRO; 2019).

Tabla 7.4.3: Potencia posible de generar por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén.

| Orden | Central | Potencia a instalar (MW) |
|-------|--|--------------------------|
| 1 | Chihuido I | 637 |
| 2 | Michihuaio (con provincia de Río Negro) | 621 |
| 3 | Cerro Rayoso | 472 |
| 4 | Pini Mahuida | 457 |
| 5 | Collón Curá | 376 |
| 6 | La Invernada | 322 |
| 7 | Rincón de la Medialuna | 270 |
| 8 | Talhelum | 240 |
| 9 | Chihuido II | 228 |
| 10 | Huitrín | 210 |
| 11 | La Rinconada | 200 |
| 12 | Pantanitos (con provincia de Río Negro) | 190 |
| 13 | El Chacayal | 181 |
| 14 | Segunda Angostura (con provincia de Río Negro) | 120 |
| 15 | Covunco | 108 |
| 16 | Caleufú | 100 |
| 17 | Buta Pailán | 94 |
| 18 | El Chañar | 69 |
| 19 | Matancilla | 64 |
| 20 | Atreuco | 54 |
| 21 | Coli Michicó | 50 |
| 22 | Huaraco | 48 |
| 23 | Las Lajas | 48 |
| 24 | Roblecillos | 46 |
| 25 | Calfulén | 38 |
| 26 | Puesto de Paja | 38 |
| 27 | Curamileo | 34 |
| 28 | La Salada | 34 |
| 29 | Los Guiones | 30 |
| 30 | Manzano Amargo | 30 |
| 31 | Loncopué | 16 |
| 32 | Nahueve | 4 |
| 33 | Lago Espejo | 4 |
| 34 | Aluminé III | 3 |
| 35 | San Martín I | 2,7 |
| 36 | Villa Traful | 2,6 |
| 37 | Cataratas | 2,5 |
| 38 | Central del Lago | 2,5 |
| 39 | Ruca Choroi | 2,4 |

| | | |
|-------|------------------------------------|---------|
| 40 | Aluminé II | 2,2 |
| 41 | San Martín II | 2 |
| 42 | Río Hermoso | 0,75 |
| 43 | Moquehue | 0,24 |
| 44 | Las Lajitas | 0,24 |
| 45 | Las Coloradas | 0,22 |
| 46 | Punta Lago Meliquina | 0,12 |
| 47 | Cochico (con provincia de Mendoza) | 0,09 |
| 48 | Lago Epulafquen | 0,05 |
| Total | | 5454,61 |

Fuente: elaboración propia en base a datos de EMHIDRO 2019.

En la tabla 7.4.4 se presentan la potencia existente por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén (modificado de EMHIDRO; 2019).

Tabla 7.4.4: Potencia existente por centrales hidroeléctricas en la provincia del Neuquén.

| Orden | Central | Potencia (MW) |
|-------|--|---------------|
| a | Piedra del Águila (con provincia de Río Negro) | 1400 |
| b | El Chocón (con provincia de Río Negro) | 1200 |
| c | Alicurá (con provincia de Río Negro) | 1050 |
| d | Planicie Banderita | 479 |
| e | Pichi Picún Leufú (con provincia de Río Negro) | 261 |
| f | Arroyito (con provincia de Río Negro) | 128 |
| Total | | 4518 |

Fuente: elaboración propia en base a EMHIDRO 2019

7.4.2. Otros aprovechamientos hidroeléctricos sobre los ríos Barrancas-Colorado, Neuquén y Limay.

A ello hay que sumarle los demás beneficios que pueden generar los aprovechamientos múltiples que, a partir de las aguas de un embalse, permiten atenuar crecidas, nuevas explotaciones agroindustriales, abastecimiento de agua potable a las poblaciones o el desarrollo turístico, entre otras. (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén, 2018). Alternativamente, dado que las condiciones de caudal y desnivel en los recorridos de los ríos Limay, Neuquén y Barrancas-Colorado, se puede presentar la opción de la instalación de sistemas de generación hidroeléctrico del tipo Run of River (RoR, o también, In-stream).

7.4.2.1. Río Barrancas-Colorado

El río Barrancas-Colorado tiene un desnivel aproximado de 9,35 m/km hasta la confluencia del río barrancas con el río Grande; y un desnivel de 2,11 m/km desde la confluencia de los ríos Barrancas y Grande, hasta la localidad de Octavio Pico. Considerando dos tramos, el primer tramo del río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta la proximidad con la confluencia con el río Grande. Y el segundo tramo del río, desde su nacimiento en la confluencia del río Barrancas y el río Grande, hasta la proximidad de la localidad de Octavio Pico (figura 7.4.3 y 7.4.4).



Figura 7.4.3: Cuenca del río Colorado (Fuente: modificado de COIRCO).



Figura 7.4.4: Tramos de río considerados sobre los ríos Barrancas y Colorado (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

7.4.2.1.1. Primer tramo sobre el río Barrancas

Primer tramo sobre el río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta las proximidades de la confluencia con el río Grande. En la figura 7.4.5 (y 7.4.6) se puede observar el trazado y desnivel para el primer tramo sobre el río Barrancas hasta la proximidad en la confluencia con el río Grande.

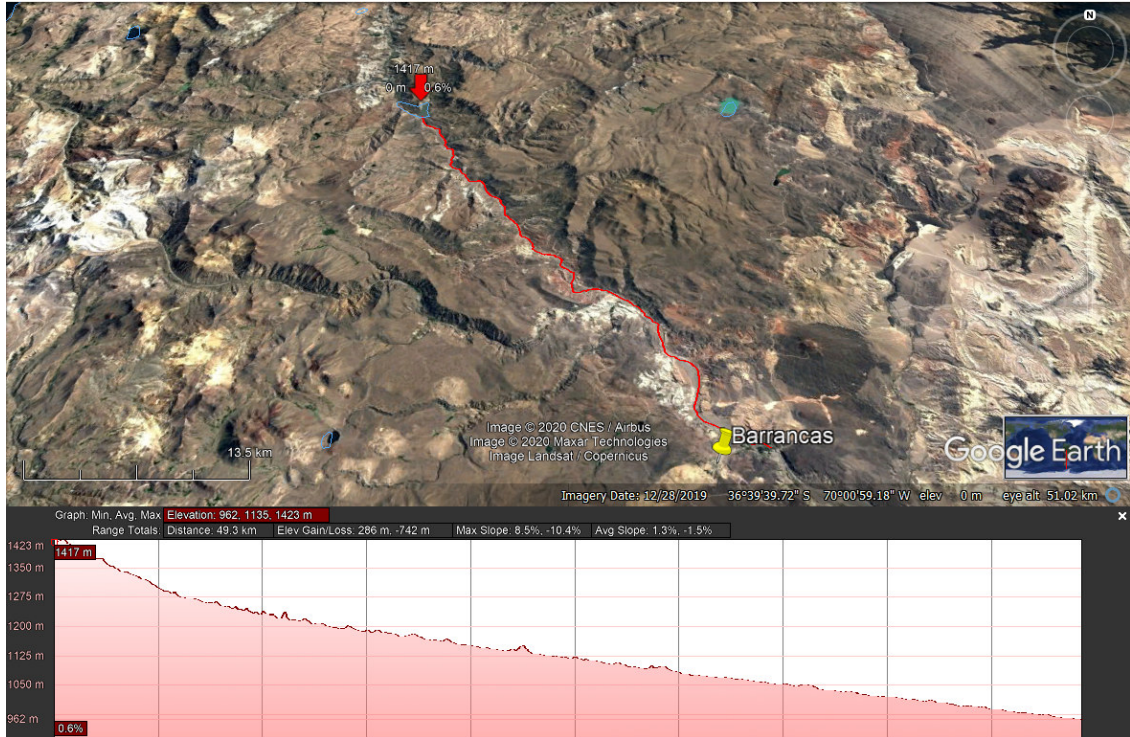


Figura 7.4.5: Cota de inicio del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta las proximidades de la confluencia con el río Grande (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

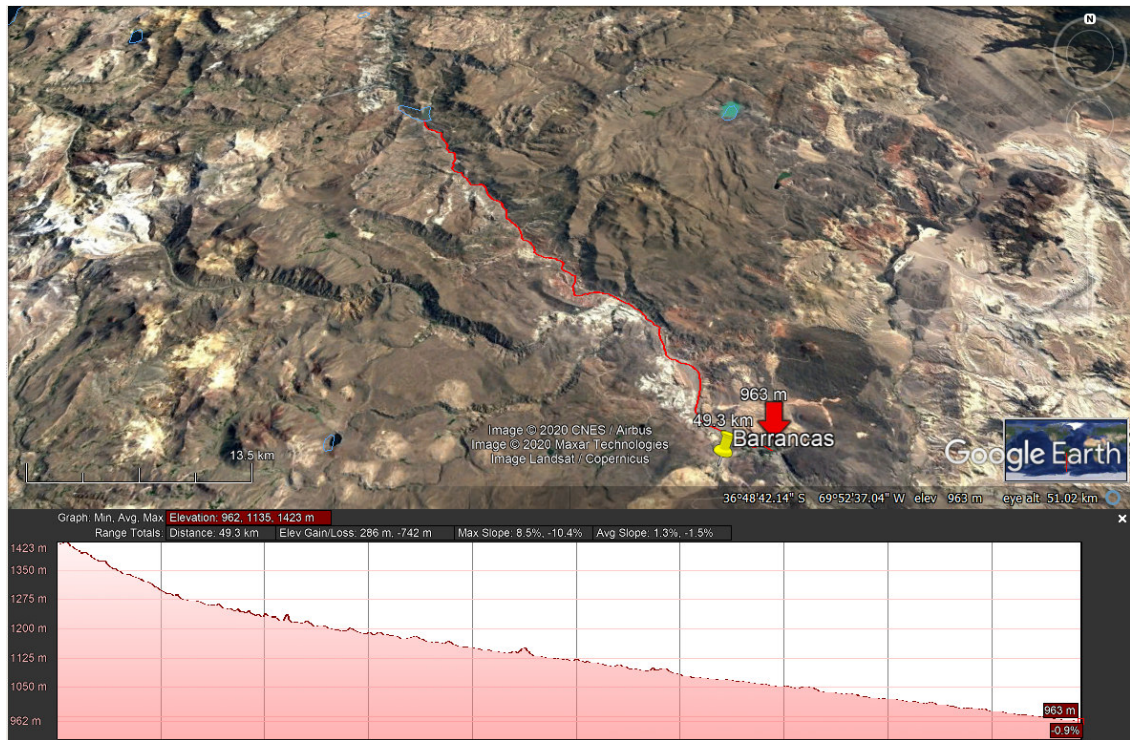


Figura 7.4.6: Cota de final del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta las proximidades de la confluencia con el río Grande (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.5 se resumen los datos que caracterizan al primer tramo sobre el río Barrancas, desde el lago Cari Lauquen hasta las proximidades de la confluencia con el río Grande. Y en la tabla 7.4.6 se presenta la potencia esperada obtener de este tramo.

Tabla 7.4.5: Datos característicos del río Barrancas, primer tramo Laguna Cari Lauquen – confluencia con río Grande.

| Río Barrancas: tramo Laguna Cari Lauquen – confluencia con río Grande | |
|---|-------|
| longitud de interés (km) | 49,3 |
| altitud inicio tramo (m) | 1.423 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 962 |
| diferencia de altura (m) | 461 |
| desnivel (m/km) | 9,35 |
| caudal (m ³ /s) | 48,24 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.6: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Barrancas desde la Laguna Cari Lauquen hasta la proximidad en la confluencia con el río Grande.

| | |
|----------------------------|----------|
| potencia a generar (kW/km) | 3.761,03 |
| potencia a generar (MW/km) | 3,76 |
| potencia Tramo (MW) | 188,05 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.2.1.2. Segundo tramo sobre el río Colorado

El segundo tramo se extiende sobre el río Colorado, desde la proximidad de la confluencia del río Barrancas con el río Grande hasta proximidad de la localidad de Octavio Pico. En la figura 7.4.7 (y 7.4.8) se puede observar el trazado, extensión y desnivel para el primer tramo sobre el río Colorado hasta la localidad de Octavio Pico en Neuquén.

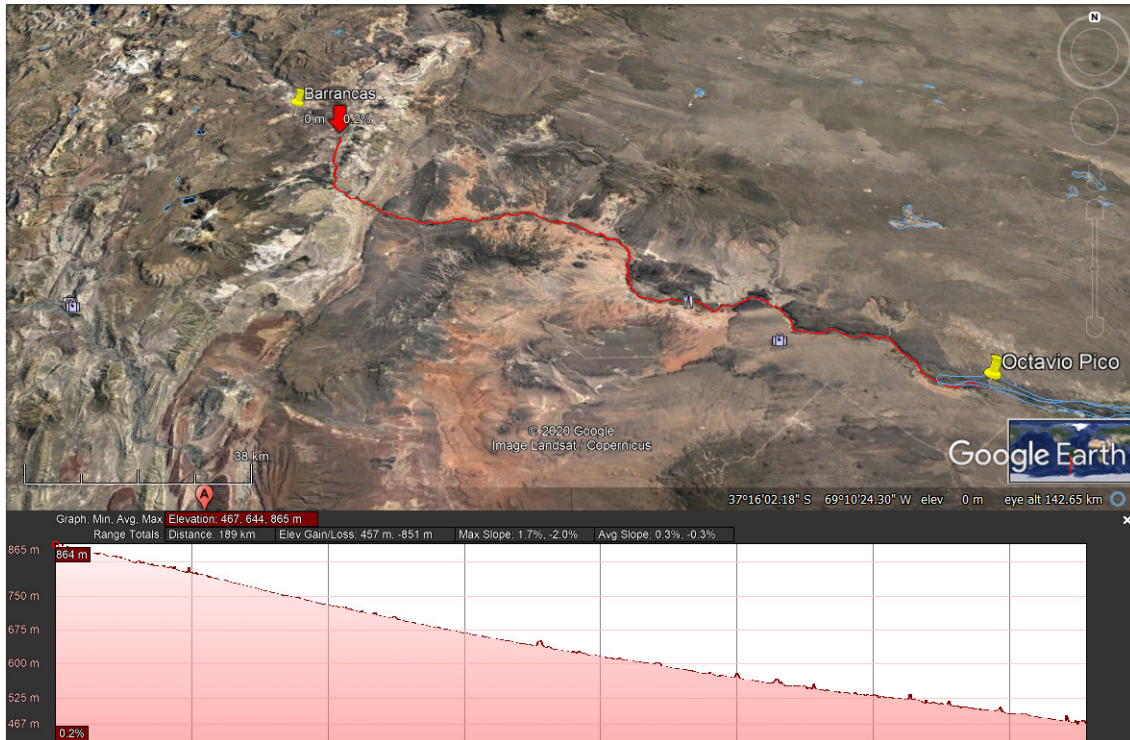


Figura 7.4.7: Cota de inicio del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Colorado, desde la proximidad de la confluencia del río Barrancas y el río Grande hasta la localidad de Octavio Pico (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

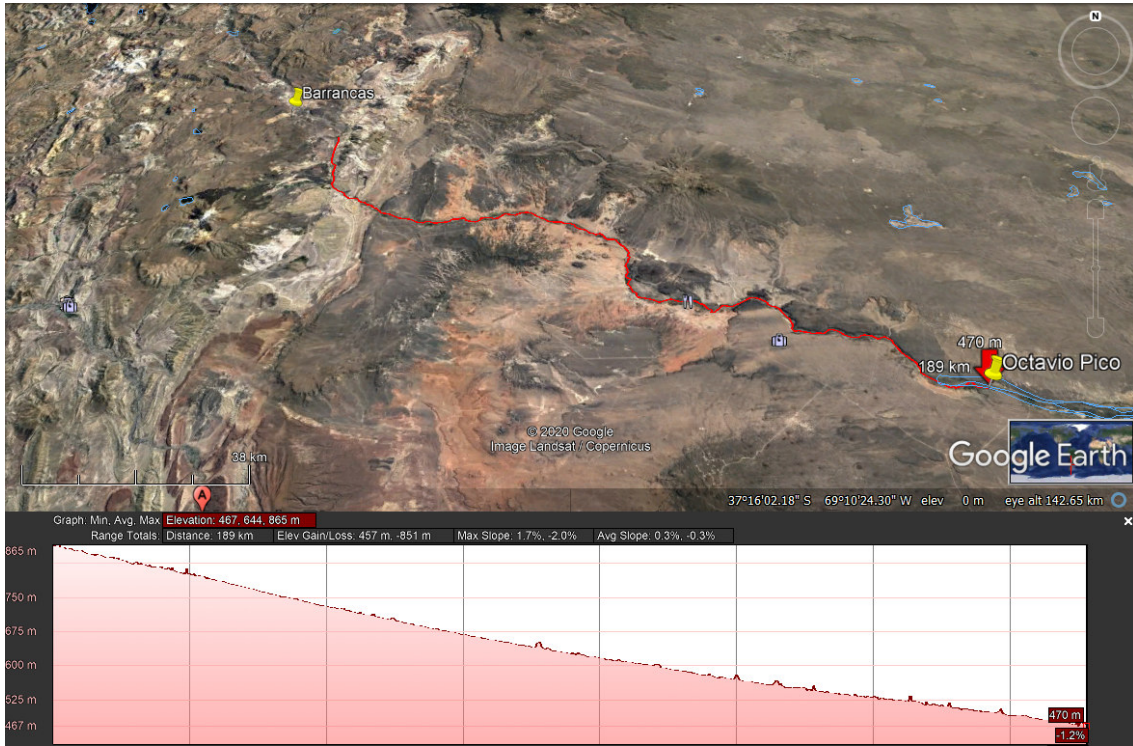


Figura 7.4.8: Cota de final del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Colorado, desde la proximidad de la confluencia del río Barrancas y el río Grande hasta la localidad de Octavio Pico (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.7 se resumen los datos que caracterizan al segundo tramo sobre el río Colorado, desde la proximidad de la confluencia del río Barrancas con el río Grande. Hasta la localidad de Octavio Pico. Y en la tabla 7.4.8 se presenta la potencia esperada obtener de este tramo.

Tabla 7.4.7: Datos característicos del Río Colorado, en el segundo tramo desde la proximidad de la confluencia de los ríos Barrancas y Grande hasta la localidad de Octavio Pico.

| Río Colorado, segundo tramo confluencia de los ríos Barrancas y Grande hasta la localidad de Octavio Pico | |
|---|--------|
| longitud de interés (km) | 189 |
| altitud inicio tramo (m) | 865 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 467 |
| diferencia de altura (m) | 398 |
| desnivel (m/km) | 2,11 |
| caudal (m ³ /s) | 174,12 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.8: Potencia esperada obtener del segundo tramo sobre el río Colorado desde la proximidad de la confluencia de los ríos Barrancas y Grande hasta la localidad de Octavio Pico.

| | |
|----------------------------|----------|
| potencia a generar (kW/km) | 3.057,40 |
| potencia a generar (MW/km) | 3,06 |
| potencia Tramo (MW) | 152,87 |

Fuente: elaboración propia

7.4.2.2. Río Neuquén

Para el estudio sobre el río Neuquén se consideran tres tramos. El primero desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación Paso de Indios (con un desnivel de 1,54 m/km), el segundo tramo desde la estación Paso de Indios hasta el Dique Portezuelo (con un desnivel de 1,28 m/km) y el Tercer tramo desde el Dique del Chañar hasta la proximidad de la confluencia con el río Limay (con un desnivel de 1,15 m/km).

7.4.2.2.1. Primer tramo Estación Rahueco – Estación Paso de Indios

En la figura 7.4.9 (y 7.4.10) se puede observar el primer tramo desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación de medición Paso de Indios.

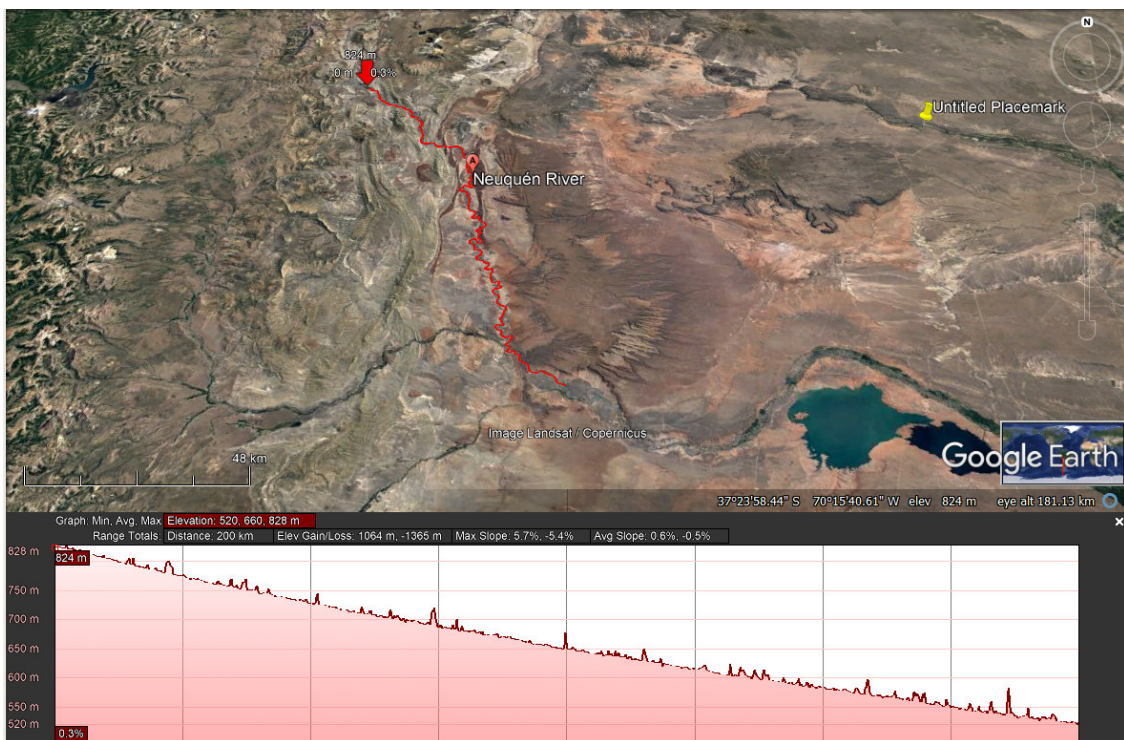


Figura 7.4.9: Cota de inicio del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación de medición Paso de Indios (elaboración propia; Fuente: Google Earth).



Figura 7.4.10: Cota de final del tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación de medición Paso de Indios (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.9 se resumen los datos de interés que caracterizan al primer tramo sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Rahueco hasta la estación de medición Paso de Indios. Y en la tabla 7.4.10 se presenta la potencia esperada obtener de este tramo.

Tabla 7.4.9: Datos característicos del río Neuquén, para el primer tramo Estación Rahueco – Estación Paso de Indios.

| Río Neuquén: Tramo Estación Rahueco – Estación Paso de Indios | |
|---|--------|
| longitud de interés (km) | 200 |
| altitud inicio del tramo (m) | 828 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 520 |
| diferencia de altura (m) | 308 |
| desnivel (m/km) | 1,54 |
| caudal (m ³ /s) (Estación Paso de Indios) | 355,26 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.10: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Neuquén desde la Estación Rahueco – Estación Paso de Indios.

| | |
|------------------------------|----------|
| potencia / distancia (kW/km) | 4.562,02 |
| potencia / distancia (MW/km) | 4,56 |
| potencia Tramo (MW) | 912,40 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.2.2.2. Segundo tramo Estación Paso de Indios - Estación Dique Portezuelo

En la 7.4.11 (y 7.4.12) se puede observar el segundo primer tramo sobre el río Neuquén desde la estación de medición de caudales Paso de Indios hasta la estación de medición Dique Portezuelo.



Figura 7.4.11: Cota de inicio del tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Paso de Indios hasta la estación de medición Portezuelo (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

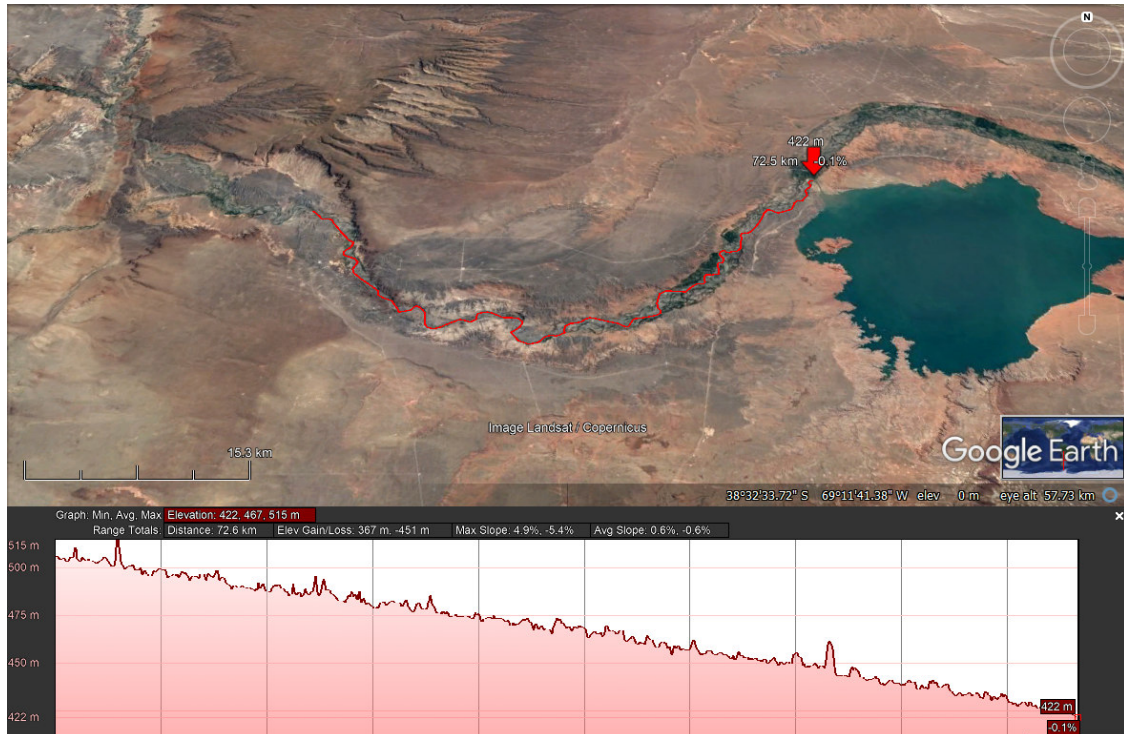


Figura 7.4.12: Cota de final del tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Paso de Indios hasta la estación de medición Portezuelo (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.11 se resumen los datos de interés que caracterizan al segundo tramo sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Paso de Indios hasta la estación del dique Portezuelo. Y en la tabla 7.4.12 se presenta la potencia esperada obtener de este tramo.

Tabla 7.4.11: Río Neuquén, segundo tramo Estación Paso de Indios – confluencia con río Limay.

| Río Neuquén: Tramo Estación Paso de Indios – confluencia con río Limay | |
|--|--------|
| longitud de interés (km) | 72,6 |
| altitud inicio del tramo (m) | 515 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 422 |
| diferencia de altura (m) | 93 |
| desnivel (m/km) | 1,28 |
| caudal (m ³ /s) (Estación Chañar) | 417,95 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.12: Potencia esperada obtener del segundo tramo Estación Paso de Indios – Dique portezuelo, río Neuquén.

| | |
|------------------------------|----------|
| potencia / distancia (kW/km) | 4.794,58 |
| potencia / distancia (MW/km) | 4,79 |
| potencia Tramo (MW) | 348,09 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.2.2.3. Tercer tramo Estación Chañar – Confluencia con el río Limay

En la figura 7.4.13 (y 7.4.14) se puede observar el primer tramo desde la estación de medición de caudales Estación Chañar hasta la proximidad con la confluencia con el río Limay.

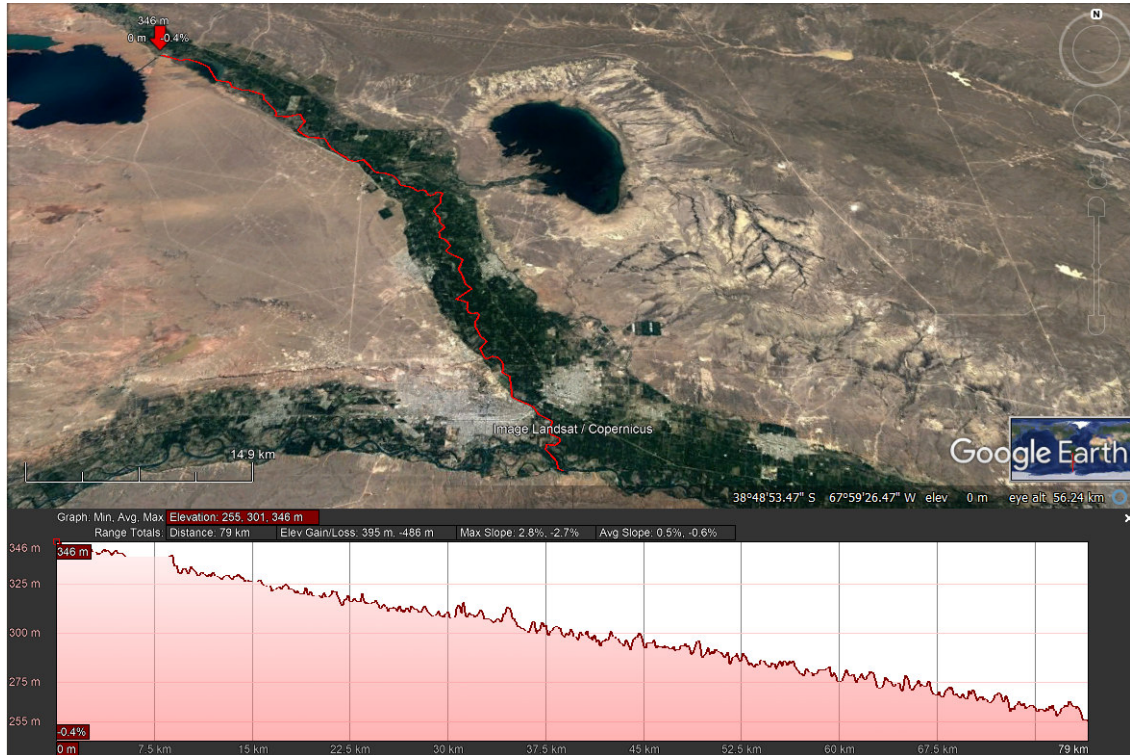


Figura 7.4.13: Cota de inicio del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Chañar hasta la proximidad con la confluencia con el río Limay (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

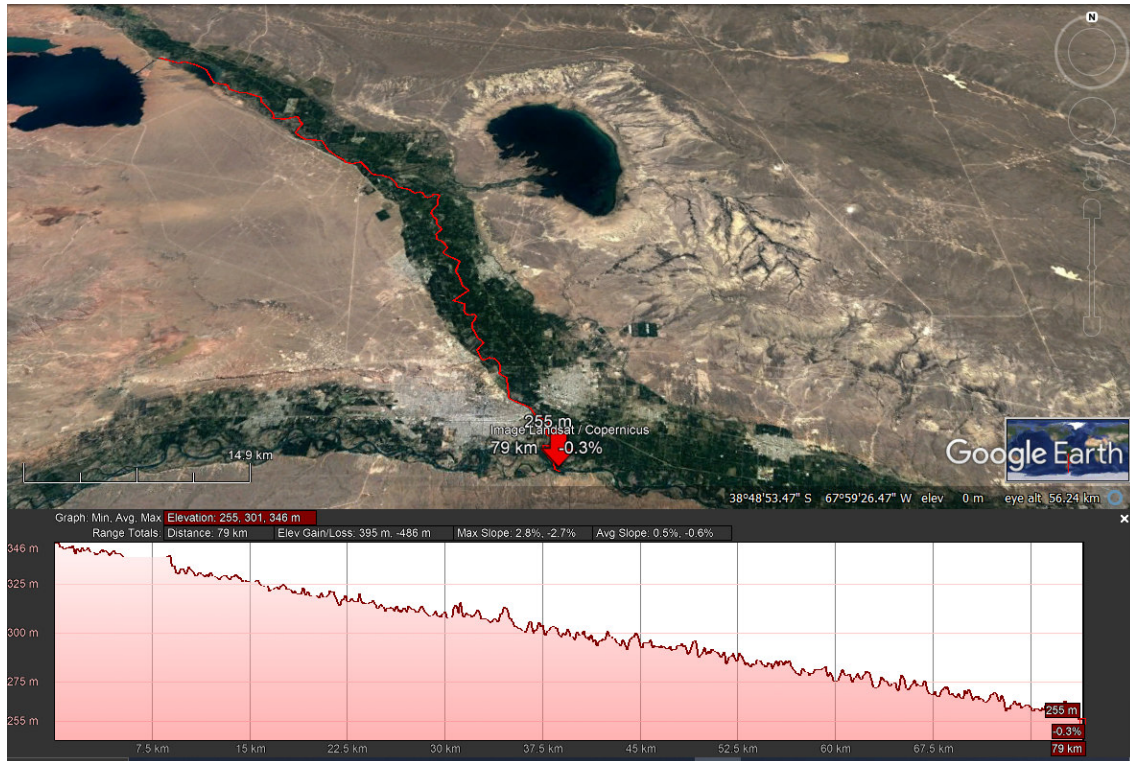


Figura 7.4.14: Cota de final del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Chañar hasta la proximidad con la confluencia con el río Limay (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.13 se resumen los datos de interés que caracterizan al tercer tramo del río Neuquén, desde la estación de medición de caudales Chañar hasta la proximidad con la confluencia con el río Limay. Y en la tabla 7.4.14 se presenta la potencia esperada obtener de este tramo.

Tabla 7.4.13: Río Neuquén, segundo tramo Estación Chañar – confluencia con río Limay.

| Río Neuquén: Tramo Estación Chañar – confluencia con río Limay | |
|--|--------|
| longitud de interés (km) | 79 |
| altitud inicio del tramo (m) | 346 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 255 |
| diferencia de altura (m) | 91 |
| desnivel (m/km) | 1,15 |
| caudal (m ³ /s) (Estación Chañar) | 448,86 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.14: Potencia esperada obtener del segundo tramo Estación Chañar – confluencia con río Limay, del río Neuquén.

| | |
|------------------------------|----------|
| potencia / distancia (kW/km) | 4.311,40 |
| potencia / distancia (MW/km) | 4,31 |
| Potencia Tramo (MW) | 340,60 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.2.3. Río Limay

Para el caso de estudio sobre el río Limay (figura 7.4.15) se consideran tres tramos. El primero desde la naciente del río Limay hasta el Dique Alicurá (desnivel de 1,04 m/km), el segundo tramo desde el Dique Alicurá hasta la represa El Chocón (desnivel de 1,85 m/km), y el tercer tramo desde el Dique Arroyito hasta la proximidad de la confluencia con el río Neuquén (desnivel de 0,96 m/km).



Figura 7.4.15: Imagen satelital del río Neuquén, desde su nacimiento en el lago Nahuel Huapi hasta la confluencia con el río Neuquén (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

7.4.2.3.1. Primer tramo Estación Nacientes del Limay hasta el Dique Alicurá

En la figura 7.4.16 (y figura 7.4.17) se puede observar el primer tramo desde la estación de medición de caudales Naciente del Limay hasta el Dique Alicurá.

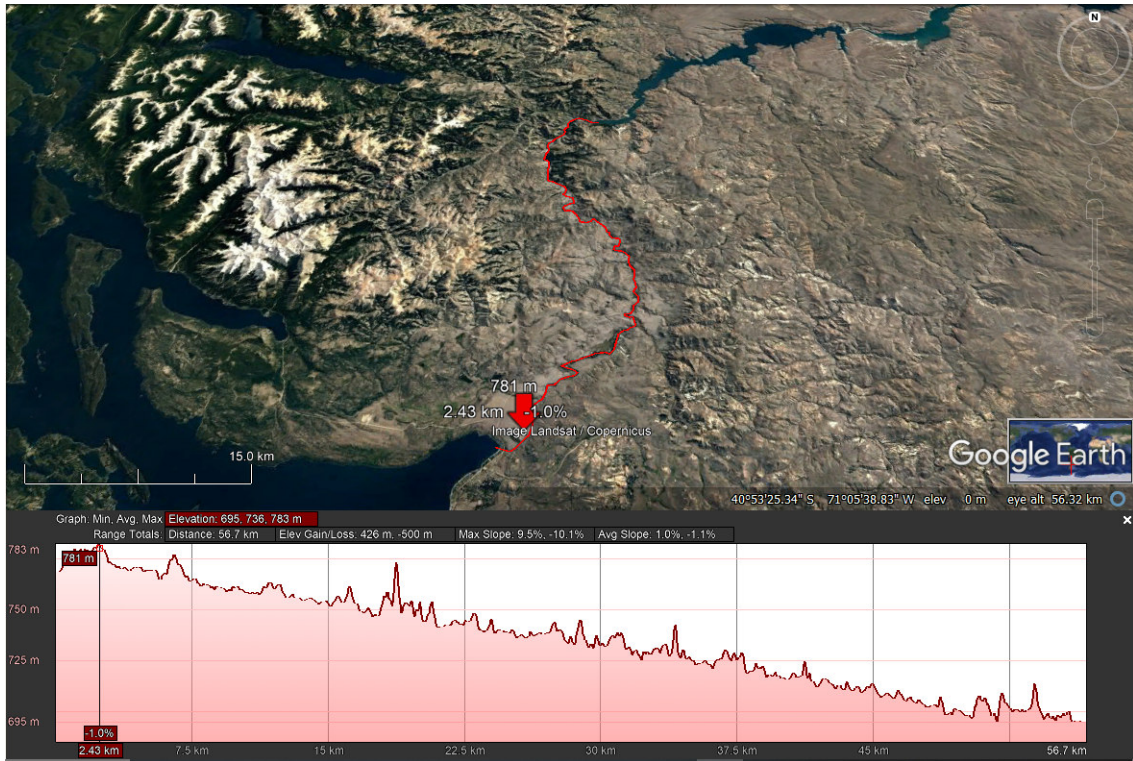


Figura 7.4.16: Cota de inicio del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su nacimiento hasta el Dique Alicurá (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

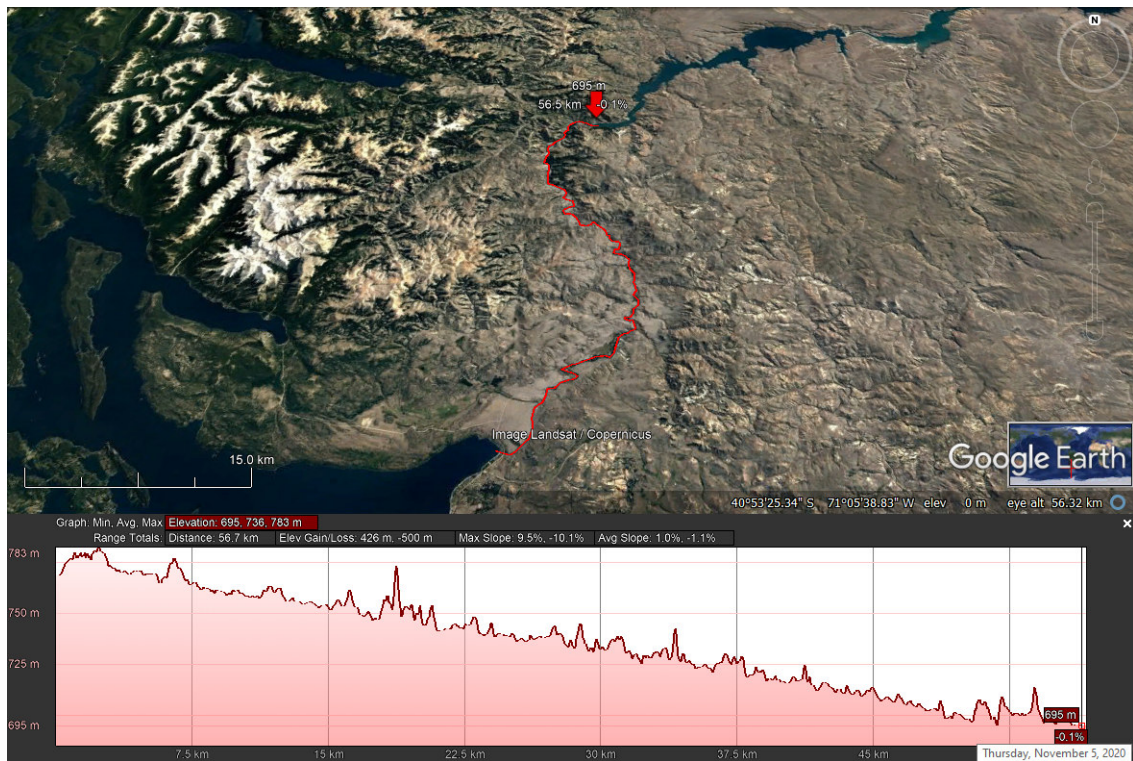


Figura 7.4.17: Cota de fin del primer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su nacimiento hasta el Dique Alicurá (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la 7.4.15 se resumen los datos de interés que caracterizan al primer tramo sobre el río Limay, desde la estación de medición de caudales Naciente del Limay hasta el Dique Alicurá. Y en la tabla 7.4.16 se presenta el potencial estimado para este tramo.

Tabla 7.4.15: Datos característicos del río Limay, primer tramo naciente del río Limay hasta el primer Dique Alicurá.

| Río Limay, primer tramo naciente del río Limay hasta el primer Dique Alicurá | |
|--|--------|
| longitud de interés (km) | 56,7 |
| altitud inicio tramo (m) | 754 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 695 |
| diferencia de altura (m) | 59 |
| desnivel (m/km) | 1,04 |
| caudal (m ³ /s) | 256,89 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.16: Potencia esperada obtener del primer tramo sobre el río Limay desde el naciente del río Limay hasta el primer Dique Alicurá.

| | |
|------------------------------|-----------|
| potencia / distancia (kW/km) | 2.229,014 |
| potencia / distancia (MW/km) | 2,23 |
| potencia Tramo (MW) | 126,39 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.2.3.2. Segundo tramo Dique Alicurá hasta Represa El Chocón

En la figura 7.4.18 (7.4.19 y 7.4.20) se puede observar el segundo tramo desde la estación de medición de caudales Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexia).

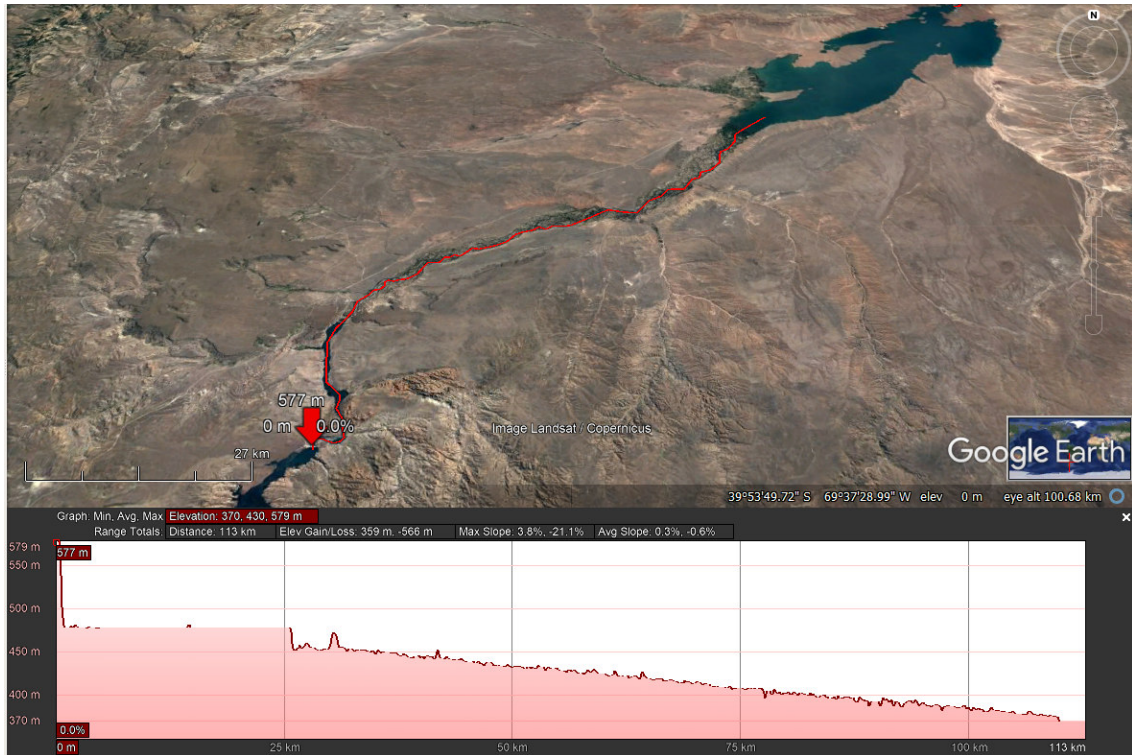


Figura 7.4.18: Cota de inicio del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexía) (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

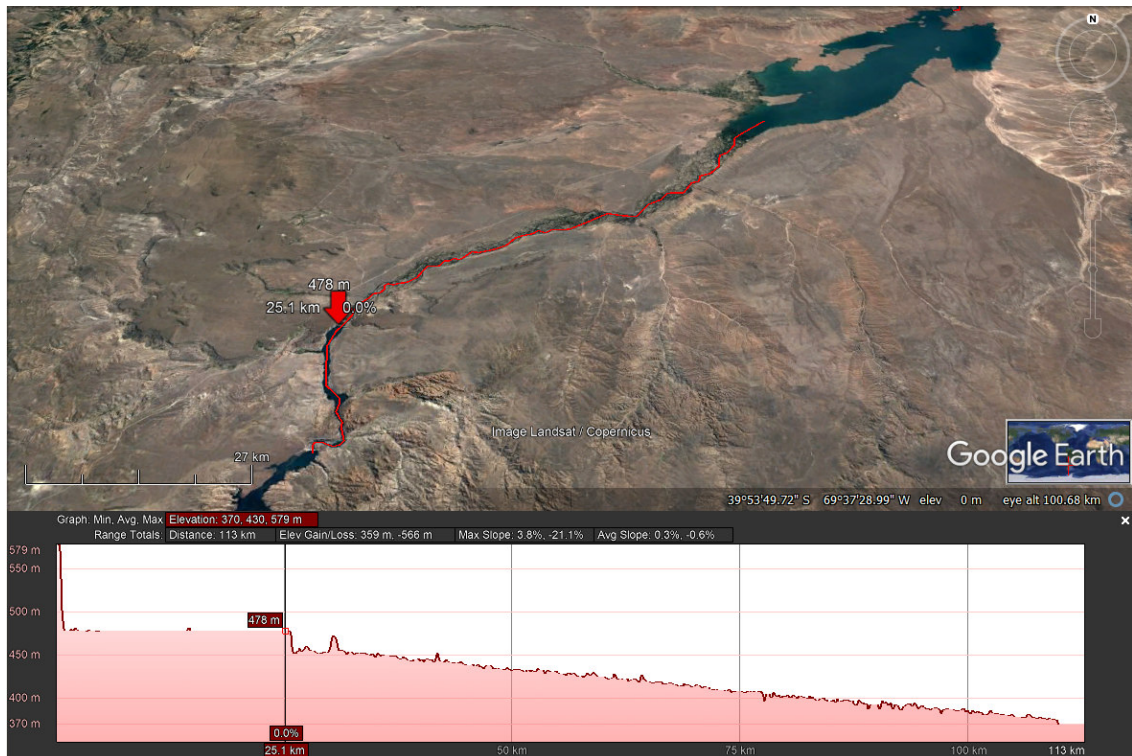


Figura 7.4.19: Cota de inicio del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexía) (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

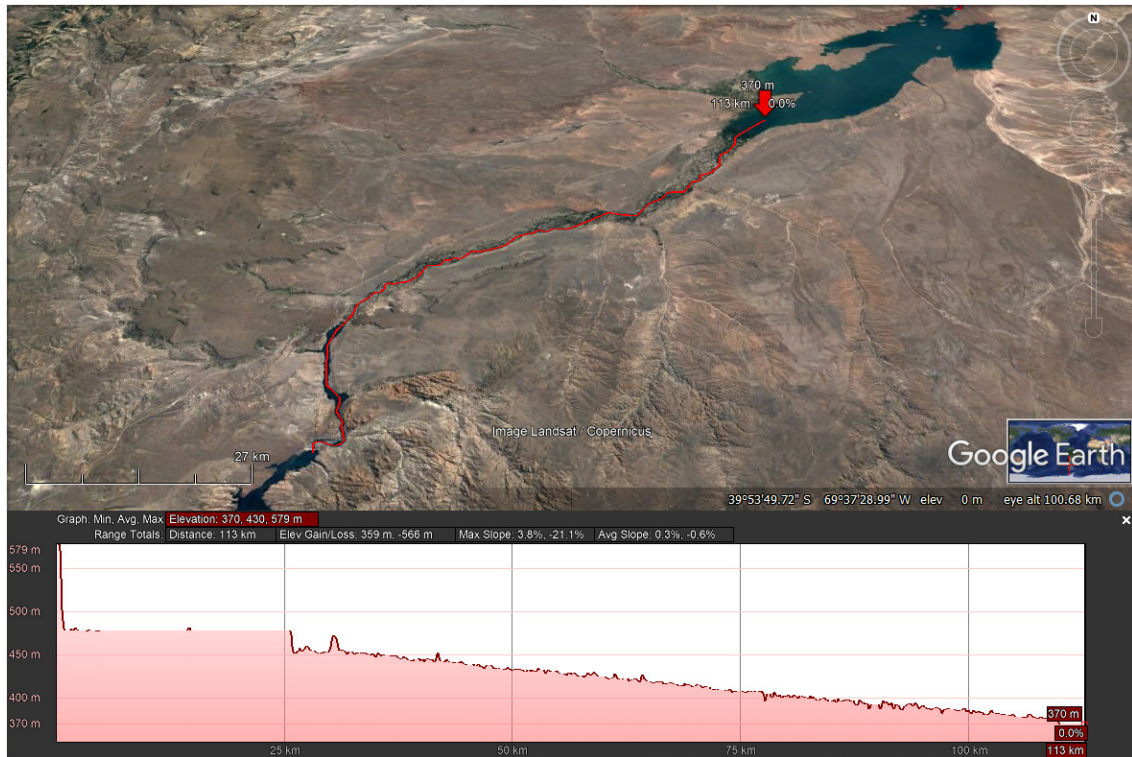


Figura 7.4.20: Cota de fin del segundo tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Exequiel Ramos Mexía) (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.17 se resumen los datos de interés que caracterizan al segundo tramo sobre el río Limay, desde el Dique Alicurá hasta el hasta el lago El Chocón (Ramos Mexía). Y en la tabla 7.4.18 se presenta el potencial obtenido para este tramo.

Tabla 7.4.17: Datos característicos del río Limay, segundo tramo desde el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Ramos Mexía).

| Río Limay, segundo tramo Dique Alicurá nacimiento del río Limay hasta el lago Ramos Mexía | |
|---|--------|
| longitud de interés (km) | 113 |
| altitud inicio tramo (m) | 579 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 370 |
| diferencia de altura (m) | 209 |
| desnivel (m/km) | 1,85 |
| caudal (m ³ /s) | 256,89 |
| Factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.18: Potencia esperada obtener del segundo tramo sobre el río Limay desde el Dique Alicurá hasta el lago El Chocón (Ramos Mexía).

| | |
|------------------------------|----------|
| potencia / distancia (kW/km) | 3.961,97 |
| potencia / distancia (MW/km) | 3,96 |
| potencia Tramo (MW) | 447,70 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.2.3.3. Tercer tramo Dique Arroyito hasta la proximidad de la confluencia de los ríos Limay y Neuquén.

En la figura 7.4.21 (y 7.4.22) se puede observar el tercer tramo considerado sobre el río Limay desde la estación de medición Dique Arroyito hasta la proximidad con la confluencia del río Limay y el río Neuquén.

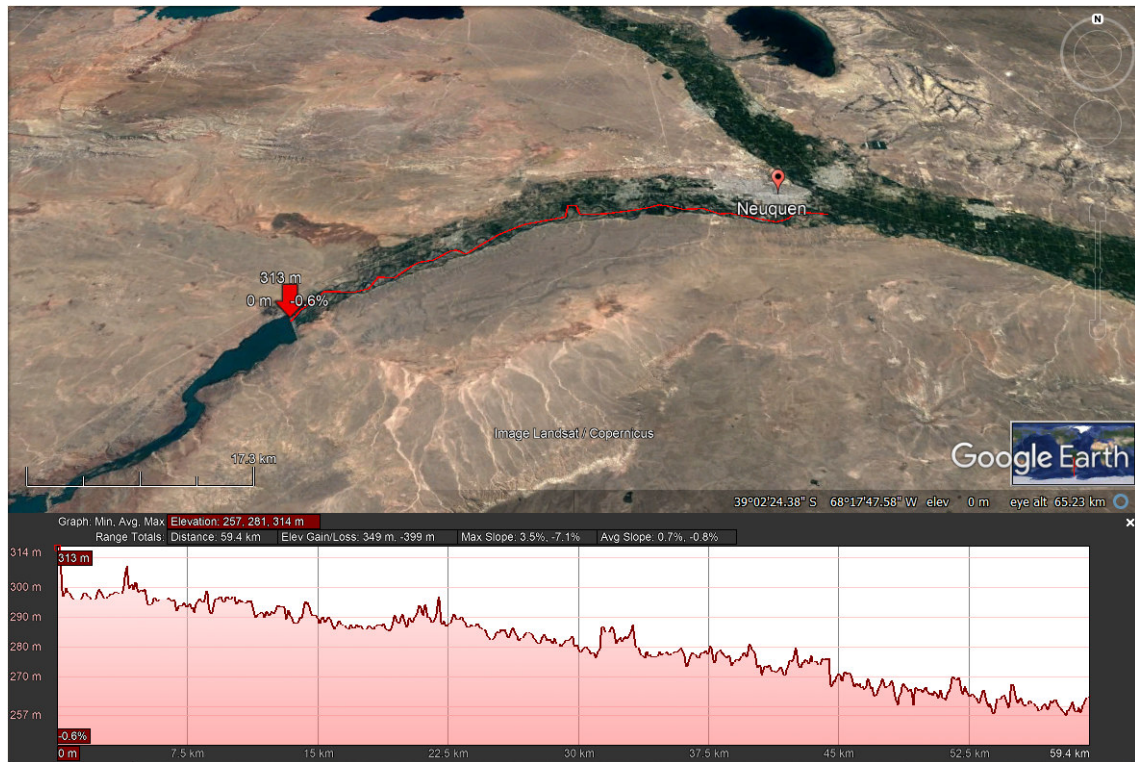


Figura 7.4.21: Cota de inicio del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Arroyito hasta la proximidad con la confluencia con el río Neuquén (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

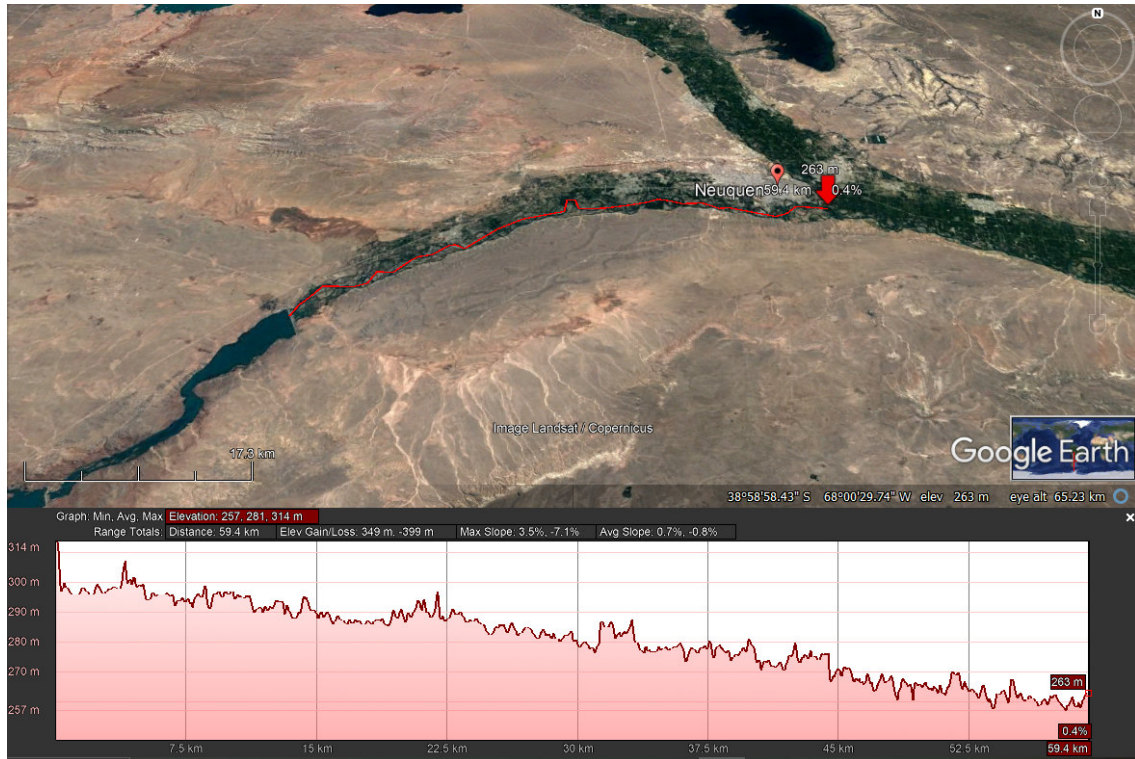


Figura 7.4.22: Cota de fin del tercer tramo, extensión y desnivel sobre el río Limay, desde su el Dique Arroyito hasta la proximidad con la confluencia con el río Neuquén (elaboración propia; Fuente: Google Earth).

En la tabla 7.4.19 se resumen los datos de interés que caracterizan al tercer tramo sobre el río Limay, desde la estación de medición del Dique Arroyito hasta la proximidad con la confluencia con el río Neuquén. Y en la tabla 7.4.20 se presenta el potencial esperado para este tramo.

Tabla 7.4.19: Datos característicos del río Limay, tercer tramo desde el Dique Arroyito hasta confluencia con el río Neuquén.

| Río Limay: tramo Arroyito hasta confluencia con el río Neuquén | |
|--|--------|
| longitud de interés (km) | 59,4 |
| altitud inicio tramo (m) | 314 |
| altitud desembocadura o interés (m) | 257 |
| diferencia de altura (m) | 57 |
| desnivel (m/km) | 0,96 |
| caudal (m ³ /s) (Estación Salida Arroyito) | 828,95 |
| factor de eficiencia | 0,85 |

Fuente: elaboración propia e IDAE (2006)

Tabla 7.4.20: Potencia esperada obtener del tercer tramo del río Limay desde el Dique Arroyito hasta confluencia con el río Neuquén.

| | |
|------------------------------|----------|
| potencia / distancia (kW/km) | 6.632,99 |
| potencia / distancia (MW/km) | 6,63 |
| Potencia Tramo (MW) | 393,99 |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 7.4.21 se presentan los totales de potencia a generar en los tramos considerados en cada uno de los ríos, Barrancas-Colorado, Neuquén y Limay, respectivamente, donde se espera poder obtener contar con un potencial de generación de aproximadamente 3 GW.

Tabla 7.4.21: potencia a generar en los tramos considerados en cada uno de los ríos, Barrancas-Colorado, Neuquén y Limay.

| Tramos | Potencia a instalar (MW) |
|-------------------------------|--------------------------|
| Tramos río Barrancas-Colorado | 768,91 |
| Tramos río Neuquén | 1.601,09 |
| Tramos río Limay | 968,09 |
| Total | 3.338,09 |

Fuente: elaboración propia.

7.4.3. Costos de generación por energía hidráulica

El costo nivelado de la electricidad (LCOE) promedio ponderado global de los proyectos hidroeléctricos en 2019 fue de 0,047 USD / kWh, un 6% más que el 0,045 USD / kWh registrado en 2018 y 27% superior a los proyectos en 2010 (figura 7.4.23). A pesar de este aumento en el LCOE, casi nueve décimas partes de la capacidad instalada en 2019 tuvo un LCOE más bajo que el costo de la opción nueva más barata de generación por combustibles fósiles. El aumento del LCOE desde 2010 ha sido impulsado por el aumento de los costos de instalación, especialmente en Asia, que ha sido impulsada por la abundancia de proyectos con condiciones más costosas de desarrollo en comparación con proyectos anteriores. Esto probablemente se deba a ubicaciones con más desafíos en condiciones de sitios específicos. En 2019, el promedio ponderado global del costo de instalación de proyectos hidroeléctricos recién comisionado aumentó a 1.704 USD / kW, un 17% más que en 2018. Este incremento se explica por la menor participación del despliegue que se produce en China (3,8 GW en 2019) y la mayor proporción de despliegue en la capacidad instalada en otros países / regiones con costos de instalación promedio más altos. Por ejemplo, en Brasil se agregaron 4,6 GW en 2019, mientras que también hubo una mayor proporción de implementación en África y el resto de Asia en 2019 en comparación con 2018: todas las ubicaciones con un nivel superior al promedio de los costos de instalación. Entre 2010 y 2019, el factor de capacidad promedio ponderado global para los proyectos de energía hidroeléctrica

variaron entre el 44% en 2010 y un máximo del 51% en 2015, en 2019 se alcanzó un valor del 48% (IRENA; 2020).

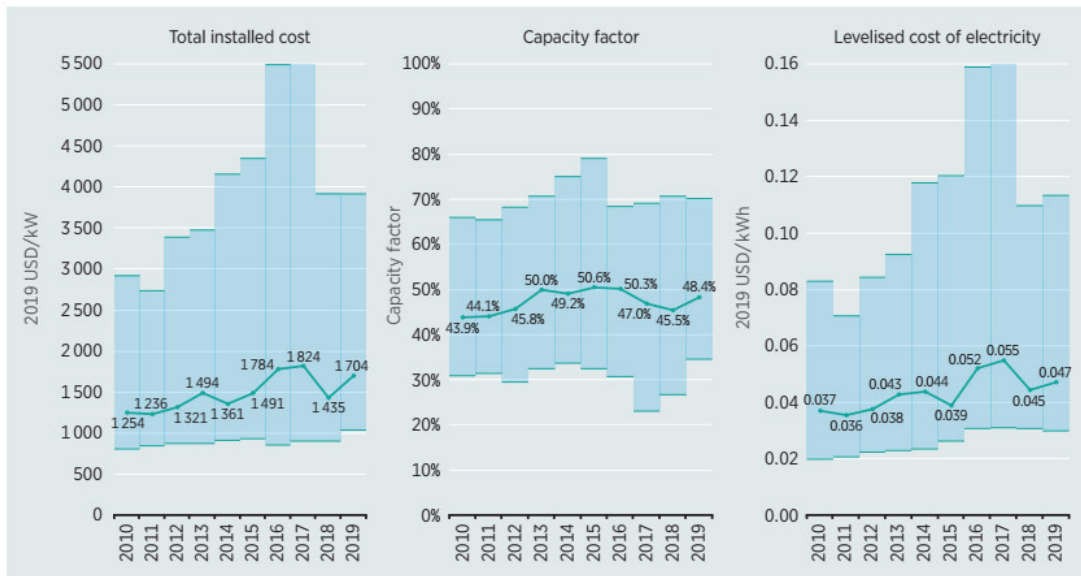


Figura 7.4.23: Costos de instalación totales promedio ponderado globales, factores de capacidad y LCOE, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

La energía hidroeléctrica proporciona una fuente de bajo costo de generación de electricidad y, si la planta incluye un embalse de almacenamiento, también proporciona una fuente energética con disponibilidad. Esta permite que la planta brinde servicios de flexibilidad, como respuesta de frecuencia, capacidad de arranque y reservas. Además de los servicios de flexibilidad de la red hidroeléctrica puede almacenar energía durante semanas, meses, estaciones o incluso años, dependiendo del tamaño del embalse (depósito). Además, los proyectos hidroeléctricos combinan energía y servicios de abastecimiento de agua. Estos pueden incluir sistemas de riego, suministro de agua municipal, manejo de la sequía, navegación y recreación, y control de inundaciones, todos los cuales proporcionan beneficios socioeconómicos. Si bien estos servicios adicionales aumentan la viabilidad de los proyectos hidroeléctricos, los valores del LCOE analizados solo están asociados a de generación de electricidad (IRENA; 2020).

7.4.3.1. Costos totales de instalación

La construcción de proyectos hidroeléctricos varía en tamaño y propiedades, influenciado por la ubicación. También hay características técnicas clave que determinan el tipo y tamaño de la turbina usada. Estos parámetros clave incluyen, entre

otros factores, el tamaño del depósito; el caudal mínimo aguas abajo; y entradas estacionales. Las plantas hidroeléctricas se dividen en tres categorías:

- **Embalse o energía hidroeléctrica de almacenamiento**, son las plantas que proporcionan un desacoplamiento del paso de agua por las turbinas, con el almacenamiento de agua, sirviendo como un amortiguador que las presas pueden utilizar para almacenar o regular las entradas, desacoplando el momento de generación.
- **Energía hidroeléctrica de pasada**, son plantas en las que las entradas de agua determinan principalmente la producción de generación, porque hay poco o ningún almacenamiento para proporcionar un búfer para el momento de demanda.
- **Energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo**, se distinguen por tener depósitos de almacenamiento superior e inferior y la electricidad se utiliza para bombear agua desde el depósito inferior al superior en tiempos de baja demanda (principalmente durante los períodos de menor actividad) para ser liberado en períodos de alta demanda de electricidad (IRENA; 2020).

La energía hidroeléctrica es una tecnología intensiva en capital, a menudo requiere largos plazos de inversión, especialmente para proyectos de gran capacidad. Los tiempos de entrega implica desarrollo, permisos, sitio desarrollo, construcción y puesta en servicio. Los proyectos civiles hidroeléctricos son grandes y complejos proyectos de ingeniería y extensos estudios del sitio, recopilación de datos de entrada (si aún no está disponible), evaluaciones, que a menudo llevan mucho tiempo de desarrollo. Hay dos componentes principales de costos para proyectos hidroeléctricos:

- **La obra civil** para la central hidroeléctrica construcción, que incluye cualquier desarrollo de infraestructura desarrollo requerida para acceder al sitio, conexión a la red, cualquier obra asociada a mitigar los problemas ambientales identificados y los costos de desarrollo del proyecto.
- **Los costos de adquisición** relacionados con equipos electromecánicos. Obras de construcción civil (que incluye la presa, túneles, canal y construcción de la casa de máquinas) generalmente constituyen la mayor parte de los costos totales de instalación para grandes centrales hidroeléctricas (tabla 7.4.22). Los costos de equipamiento de la central eléctrica (incluidos ejes y equipos

electromecánicos) son el siguiente mayor desembolso de capital, por alrededor del 30% de los costos totales. Los largos plazos de entrega para este tipo de proyectos hidroeléctricos (7 a 9 años, o más) significa que los costos del propietario (incluido el proyecto costos de desarrollo) puede ser una parte significativa de los costos generales, debido a la necesidad de capital de trabajo e intereses durante la construcción. Elementos adicionales que pueden aumentar significativamente los costos incluyen los estudios de prefactibilidad y la viabilidad, consultas con actores locales y responsables políticos, medidas de mitigación medioambiental y socioeconómica, y adquisición de tierras. Sin embargo, en determinadas circunstancias, los costos compartidos pueden variar ampliamente. Esto es especialmente cierto si un proyecto consiste en agregar capacidad a una presa hidroeléctrica existente o esquemas fluviales o donde la energía hidroeléctrica está siendo agregada a una presa existente que se desarrolló sin tener en cuenta la generación de electricidad. Los costos totales de instalación para la mayoría de proyectos hidroeléctricos entre 2010 y 2019, oscilan entre un mínimo de alrededor de 600 USD / kW a un máximo de alrededor de 4.500 USD / kW (figura 7.4.24). Sin embargo, no es inusual encontrar proyectos fuera este rango. Por ejemplo, agregar capacidad de generación de energía hidroeléctrica a una presa existente que fue construida para otros propósitos pueden tener costos tan bajos como 450 USD / kW, mientras que los sitios remotos, con mala infraestructura y ubicado lejos de las redes de transmisión existentes, puede costar significativamente más de USD 4.500 / kW, debido a una mayor logística, ingeniería civil y costos de red de conexión. Entre 2010 y 2019, el costo total promedio ponderado global de la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas aumentó de 1.254 USD / kW a 1.704 USD / kW. Ahí hubo cierta volatilidad, año tras año, con incrementos impulsado por la cuota de implementación en diferentes regiones y cambios en los costos específicos del proyecto (IRENA; 2020).

Tabla 7.4.22: Costos totales de instalación por componente y capacidades promedio ponderado (IRENA; 2020).

| Project Component | Share of total installed costs (%) | | |
|----------------------|------------------------------------|------------------|---------|
| | Minimum | Weighted average | Maximum |
| Civil works | 17 | 45 | 65 |
| Mechanical equipment | 18 | 33 | 66 |
| Planning and other | 6 | 16 | 29 |
| Grid connection | 1 | 6 | 17 |
| Cost of land | 1 | 3 | 8 |

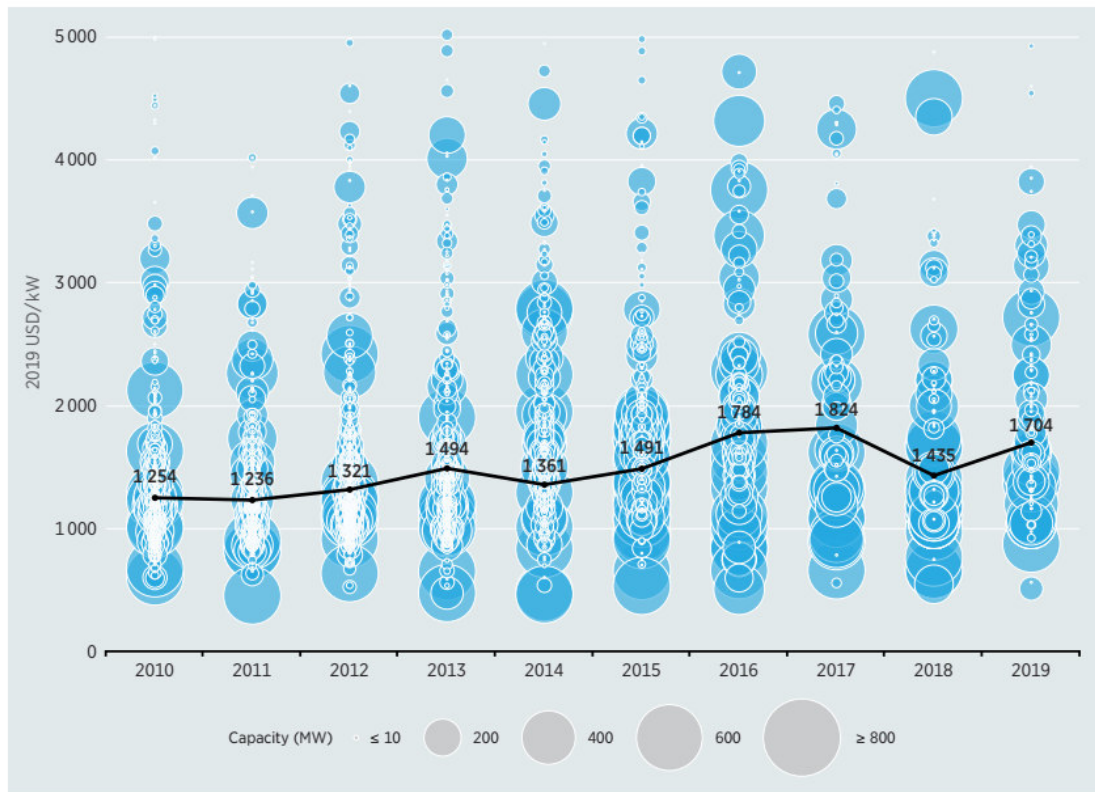


Figura 7.4.24: Costos totales de instalación y promedio ponderado global por capacidad para los años 2010 al 2019 (IRENA; 2020).

El aumento ha sido impulsado por el incremento de los costos instalaciones para proyectos en Asia, África y América del Sur. Los datos parecen sugerir que en muchos países de estas regiones se están desarrollando actualmente proyectos de energía hidroeléctrica en sitios menos ideales, ubicado más lejos de la infraestructura existente, o red de transmisión, lo que resulta en un mayor costo en logística, así como también en costos de conexión a la red. Esto se traduce, en general, en mayores costos de instalación. Mirando las tendencias de los costos totales promedio ponderado global de

instalación para grandes hidroeléctricas (más de 10 MW en capacidad) y pequeñas hidroeléctricas (10 MW o menos) se infiere que los costos medios de instalación de las pequeñas centrales hidroeléctricas han ido aumentando a un ritmo más rápido que para las grandes centrales hidroeléctricas proyectos (figura 7.4.24). El conjunto de datos completo de proyectos hidroeléctricos en la Base de datos de costos renovables de IRENA para los años 2000 a 2019 (tabla 7.4.23) no sugiere que existen fuertes economías de escala en proyectos hidroeléctricos por debajo de 450 MW en tamaño. El número de proyectos no está uniformemente distribuido, sin embargo, probablemente podría soportar diferentes hipótesis. Hay economías de escala para proyectos superiores a 700 MW, pero estos solo representan alrededor del 6% de la capacidad de datos para energía hidroeléctrica durante el período de puesta en servicio entre 2000 y 2019. En la figura 7.4.25 se presenta la distribución de los costos de instalación por capacidad para proyectos de pequeñas y grandes centrales (IRENA; 2020).



Figura 7.4.25: Costos totales instalados y promedio ponderado global para proyectos hidroeléctricos pequeños y grandes, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

Tabla 7.4.23: Costos totales instalados por proyecto y promedio ponderado por rango de capacidad, entre 2000 y 2019 (IRENA; 2020).

| 2000-2019 | | | |
|---------------|--|--------------------------------|---|
| Capacity (MW) | 5 th percentile (2019 USD/kW) | weighted-average (2019 USD/kW) | 95 th percentile (2019 USD/kW) |
| 0-50 | 845 | 1 641 | 3 619 |
| 51-100 | 872 | 1 832 | 3 881 |
| 101-150 | 916 | 1 697 | 3 481 |
| 151-200 | 882 | 1 713 | 3 011 |
| 201-250 | 976 | 1 819 | 3 397 |
| 251-300 | 837 | 2 082 | 3 886 |
| 301-350 | 874 | 1 994 | 4 349 |
| 351-400 | 808 | 1 655 | 3 144 |
| 401-450 | 1 138 | 1 905 | 2 979 |
| 451-500 | 1 029 | 1 508 | 2 102 |
| 501-550 | 1 077 | 1 585 | 2 580 |
| 551-600 | 1 280 | 1 795 | 2 515 |
| 601-650 | 1 007 | 1 309 | 2 903 |
| 651-700 | 2 194 | 2 244 | 2 277 |
| 701-750 | 919 | 1 431 | 1 941 |
| 751-800 | 1 019 | 1 384 | 2 022 |
| 801-850 | 1 244 | 1 879 | 2 521 |
| 851-900 | 1 063 | 1 455 | 1 787 |
| 901-950 | 680 | 1 086 | 1 277 |

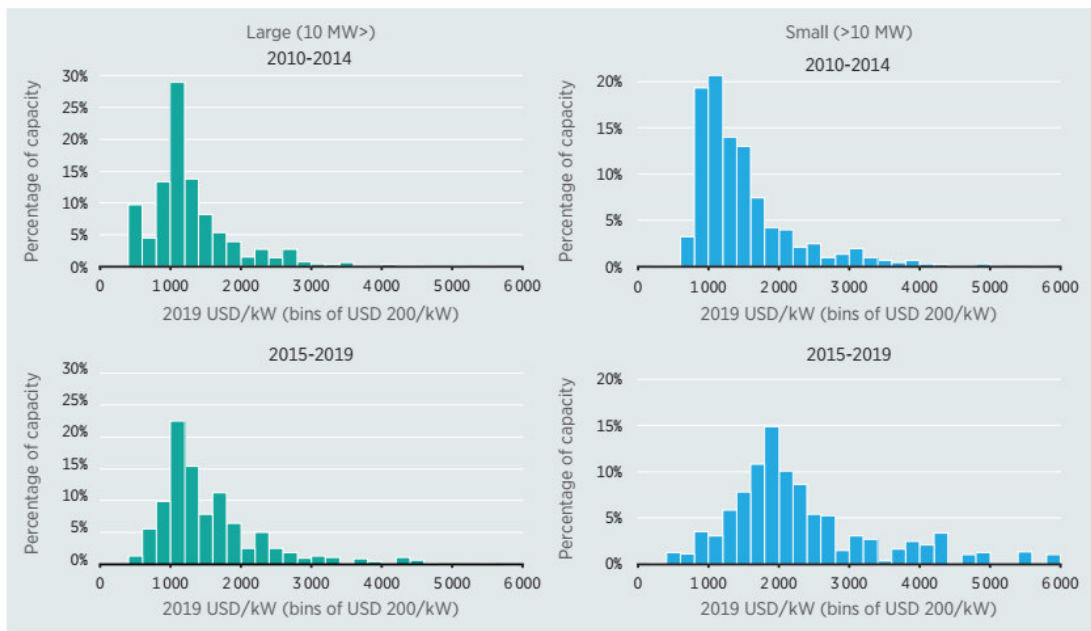


Figura 7.4.26: Distribución de los costos totales instalados para proyectos hidroeléctricos pequeños y grandes, por capacidad, entre 2010 a 2014 y 2015 a 2019 (IRENA; 2020).

En comparación con el período 2010-2014 (figura 7.4.26), los datos para 2015-2019 muestran una reducción en la proporción de proyectos de 600 USD / kW a 1.200 USD / kW y un aumento en la capacidad de proyectos por encima de ese valor. El cambio en la distribución de pequeños proyectos hidroeléctricos es más pronunciado, pero también ha sido acompañado por una reducción en el sesgo de la distribución de proyectos, aunque también han crecido los proyectos más caros, en comparación con 2010-2014. Los costos totales de instalación para grandes centrales hidroeléctricas (más de 10 MW) son más altos en Oceanía, América Central, mientras que la más baja está en China e India (figura 7.4.26). Para el período 2015-2019, el costo de instalación promedio ponderado en China fue de 1.264 USD / kW, mientras que en Brasil fue de 1.460 USD / kW y en India fue de 1.490 USD / kW. En “Otra” Asia, fue de 1.630 USD / kW y en “Otros” Sudamérica fue de 2.029 USD / kW. No es sorprendente que las regiones con los costos más altos tienden a tener tasas de implementación más bajas. Algunas variaciones pueden ser impulsadas por los requisitos no energéticos integrados en diferentes proyectos, por ejemplo, para proporcionar otros servicios, como agua potable, inundaciones control, riego y navegación. Estos servicios están incluidos en los costos del proyecto hidroeléctrico, pero normalmente no son remunerados. Por lo tanto, cabe señalar que estos beneficios no están incluidos en los cálculos de LCOE utilizados en el estudio. Una comparación entre los costos de instalación para grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas muestra que las plantas pequeñas generalmente tienen costos unitarios de instalación entre 20% y 80% mayores en comparación con las grandes plantas hidroeléctricas. La excepción está en el América Central, el Caribe y Oceanía, donde los costos de instalación son más altos para grandes centrales hidroeléctricas como resultado del relativamente pequeño número de grandes proyectos ya desarrollados en esas regiones (figura 7.4.27) (IRENA; 2020).

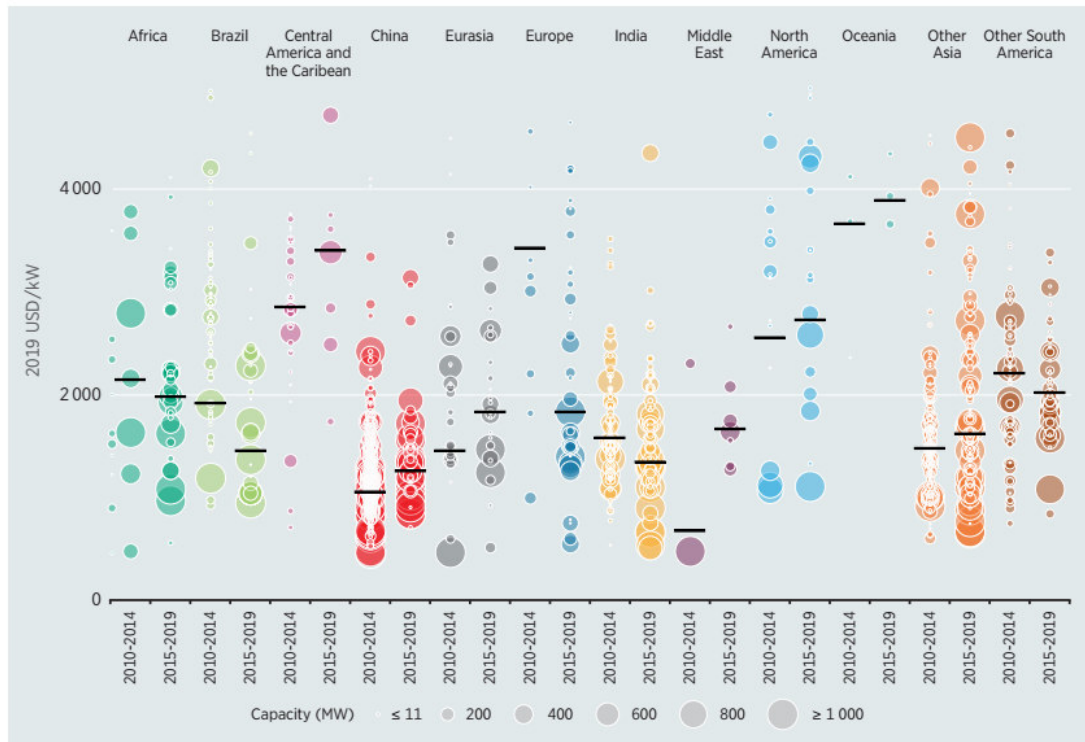


Figura 7.4.27: Costos totales de instalación y capacidades promedio ponderado para grandes proyectos hidroeléctricos, por país o región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

Los costos totales de instalación para pequeños proyectos hidroeléctricos (figura 7.4.28) entre 2015 y 2019 en Brasil fueron de 2.364 USD / kW, algo más que en el período 2010-2014. Los costos totales instalados de las pequeñas centrales hidroeléctricas en India promediaron los 1.777 USD / kW en el período 2015-2019, una cifra un 3% mayor que en el período 2010-2014. Los datos para pequeños proyectos hidroeléctricos para el período 2015-2019 son escaso en China y la región de “Otra” América del Sur. Por lo tanto, los resultados de los costos totales de instalación solo se presentan para el período 2010 a 2019. Así, el costo de instalación promedio ponderado para pequeños centrales de energía hidroeléctrica en China fue de 1.157 USD / kW y ~3.000 USD / kW en “Otros” Sudamérica durante el período 2010-2019 (IRENA; 2020).



Figura 7.4.28: Costos totales de instalación y capacidades promedio ponderado para pequeños proyectos hidroeléctricos, por país o región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

7.4.3.2. Factores de capacidad

Entre 2010 y 2019, el factor de capacidad promedio ponderado global de proyectos hidroeléctricos de todos los tamaños aumentó del 44% al 48%, con un promedio de 47% en el período 2010 a 2014 y del 49% en el período 2015 a 2019; los percentiles 5 y 95 de los proyectos sobre este período que se mantiene dentro del rango de 23% a 79%. Esta variabilidad es de esperar dada la amplia gama, dado que cada proyecto hidroeléctrico tiene un sitio específico con muy diferentes características de otros, y que los factores de baja capacidad son a veces una elección de diseño, con turbinas de un tamaño tal que ayuda a satisfacer la demanda máxima y proporcione otros servicios de redes auxiliares. El factor de capacidad promedio para proyectos entre 2010 y 2019 fue del 49% para pequeños proyectos y del 48% para grandes proyectos hidroeléctricos, con la mayoría de ellos en el rango del 25% al 84% (tablas 7.4.24 y 7.4.25).

En la base de datos de IRENA, a menudo hay una variación en el factor de capacidad promedio ponderado por región. Las tablas 5.3 y 5.4 representan la energía hidroeléctrica Factores de capacidad del proyecto y promedios ponderados de capacidad para proyectos hidroeléctricos grandes y pequeños, por país y región. Entre

2010 y 2014, factores de capacidad promedio para grandes proyectos hidroeléctricos recién encargados fueron más altos en Brasil y América del Sur, con 65% y 61%, respectivamente, mientras que entre 2015 y 2019, América del Sur mantuvo su promedio factor de capacidad al 61%, seguido del 55% para Eurasia. Mientras tanto, Oceanía y Europa registraron los más bajos factores de capacidad promedio para recién comisionados grandes proyectos hidroeléctricos, con un 29% entre 2010 y 2014 y 35% entre 2015 y 2019. Los Pequeños proyectos hidroeléctricos (menos de 10 MW) mostraron un rango más pequeño de variación promedio ponderada a nivel de país. Para estos, hubo un mínimo promedio a nivel de país del 46% en China en el período 2010 a 2014. De manera similar, el promedio ponderado factores de capacidad para pequeños proyectos hidroeléctricos entre 2010 y 2014 fueron más altos en Otra América del Sur y Brasil, con 65 % y 64 % respectivamente, mientras que entre 2015 y 2019, debido al número limitado de pequeños proyectos hidroeléctricos recientemente encargados en la base de datos de Otros Sudamérica, su se consideró el factor de capacidad promedio ponderado no representativo. Eurasia mostró el más alto factor de capacidad promedio ponderado para este período, con el 58%, mientras que el de Brasil cayó al 57 % (IRENA; 2020).

Tabla 7.4.24: Factores de capacidad y capacidades promedio ponderada para grandes proyectos por país / región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).



|  | 2010-2014 | | | 2015-2019 | | |
|---|--------------------------------|----------------------|---------------------------------|--------------------------------|----------------------|---------------------------------|
| | 5 th percentile (%) | Weighted-average (%) | 95 th percentile (%) | 5 th percentile (%) | Weighted-average (%) | 95 th percentile (%) |
| Africa | 28 | 50 | 72 | 35 | 52 | 82 |
| Brazil | 51 | 65 | 80 | 39 | 47 | 59 |
| Central America | 27 | 48 | 64 | 36 | 53 | 56 |
| China | 31 | 45 | 57 | 35 | 50 | 57 |
| Eurasia | 27 | 31 | 58 | 31 | 55 | 67 |
| Europe | 14 | 33 | 69 | 16 | 35 | 62 |
| India | 30 | 47 | 62 | 22 | 42 | 65 |
| North America | 18 | 31 | 80 | 34 | 52 | 75 |
| Oceania | 25 | 29 | 42 | 39 | 45 | 48 |
| Other Asia | 36 | 48 | 66 | 37 | 47 | 73 |
| Other South America | 45 | 61 | 83 | 49 | 61 | 85 |

Tabla 7.4.25: Factores de capacidad y capacidades promedio ponderada para pequeños proyectos por país / región, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

|  | 2010-2014 | | | 2015-2019 | | |
|---|--------------------------------|----------------------|---------------------------------|--------------------------------|----------------------|---------------------------------|
| | 5 th percentile (%) | Weighted-average (%) | 95 th percentile (%) | 5 th percentile (%) | Weighted-average (%) | 95 th percentile (%) |
| Africa | 32 | 55 | 68 | 50 | 55 | 61 |
| Brazil | 41 | 64 | 88 | 53 | 57 | 61 |
| Central America | 45 | 59 | 75 | n.a. | n.a. | n.a. |
| China | 33 | 46 | 60 | 53 | 54 | 54 |
| Eurasia | 44 | 58 | 75 | 50 | 58 | 69 |
| Europe | 23 | 48 | 70 | 45 | 51 | 55 |
| India | 28 | 50 | 69 | 37 | 56 | 68 |
| Other Asia | 37 | 51 | 80 | 34 | 45 | 56 |
| Other South America | 43 | 65 | 82 | n.a. | n.a. | n.a. |

7.4.3.3. Costos de operación y mantenimiento

Los costos anuales de operación y mantenimiento (O&M) a menudo se presentan como un porcentaje del costo de inversión por kilovatio (kW) por año. Los valores típicos oscilan entre el 1% y el 4%. Para el año 2019, el costo promedio de operación y mantenimiento fue ligeramente menor al 2% de los costos totales de instalación por año, con una variación de entre el 1 y el 3 % de los costos totales de instalación por año (IRENA; 2020). Los proyectos más grandes tienen costos de operación y mantenimiento por debajo del promedio del 2%, mientras que los proyectos más pequeños se acercan al máximo, o superiores al costo promedio de operación y mantenimiento. En la tabla 7.4.26 se presenta la distribución de costos de elementos individuales de O&M; como se puede observar, las operaciones y los salarios toman la mayor parte del presupuesto de O&M. El mantenimiento varía del 20% al 61% de los costos de operación y mantenimiento, los salarios del 13% al 74%, mientras que se estima que los materiales representan alrededor del 4% (tabla 7.4.26). La Agencia Internacional de Energía (AIE) asume para los costos de operación y mantenimiento un porcentaje del 2,2% para grandes proyectos hidroeléctricos y del 2,2% al 3% para proyectos más pequeños, con un promedio de alrededor del 2,5%. Esto pone a las centrales hidroeléctricas de gran escala en una gama similar de costos de operación y mantenimiento de los costos de las plantas de generación eólica, aunque no tan bajas como de las plantas de generación de energía solar fotovoltaica. La Agencia de

Información Energética (EIA) asume un costo fijo de O&M anual igual al 0,06% de los costos totales de instalación y de 0,003 USD / kWh como costo variable de O&M para una central hidroeléctrica convencional de 500 MW puestos en servicio en 2020. Otros estudios (EREC / Greenpeace; 2010) indican que los costos fijos de operación y mantenimiento representan el 4% del total costo capital. Esta cifra puede representar a plantas de generación hidroeléctrica de pequeña escala, pero las grandes centrales hidroeléctricas tendrán costos de operación y mantenimiento significativamente más bajos. Un valor medio para los costos de operación y mantenimiento del 2% al 2,5% se consideran la norma para proyectos a gran escala (IPCC; 2011), que es equivalente a costos promedio de entre 20 USD / kW / año y 60 USD / kW / año para el proyecto promedio, por región, en la base de datos de costos renovables de IRENA. Los costos de operación y mantenimiento generalmente incluyen una asignación para la renovación periódica de los equipos eléctricos, como revisión de turbinas, generador de rebobinado y reinversiones en sistemas de comunicación y control, pero excluye importantes reformas del equipamiento de la electromecánica, o rehabilitación de compuertas, etc. El reemplazo de estos es poco frecuente, con vidas de diseño de 30 años o más para equipos electromecánicos y 50 años o más para compuertas y desagües. Esto significa que la inversión original ha sido completamente amortizada para cuando sea necesario realizar estas inversiones, y por tanto no están incluidos en el análisis de LCOE presente. Sin embargo, pueden representar una oportunidad económica antes de la plena amortización del proyecto hidroeléctrico, con el fin de impulsar la producción de generación (IRENA; 2020).

Tabla 7.4.26: Costos de O&M por categoría (IRENA; 2020).

| Project Component | Share of total O&M costs (%) | | |
|-------------------|------------------------------|------------------|---------|
| | Minimum | Weighted average | Maximum |
| Operation costs | 20 | 51 | 61 |
| Salary | 13 | 39 | 74 |
| Other | 5 | 16 | 28 |
| Material | 3 | 4 | 4 |

7.4.3.4. Costo nivelado de la electricidad (LCOE)

La energía hidroeléctrica ha sido históricamente la columna vertebral de la electricidad de bajo costo en un importante número de países de todo el mundo, desde Noruega a Canadá, Nueva Zelanda a China y Paraguay a Argentina para nombrar solo algunos países. Los costos de inversión son altamente dependientes de la ubicación y las condiciones de la locación, lo que explica la amplia gama de costos de instalación y también gran parte de la variación en LCOE entre proyectos. También es importante tener en cuenta que los proyectos hidroeléctricos se pueden diseñar de manera muy diferente entre sí, lo que complica una simple evaluación de LCOE. Como ejemplo, una planta con una instalación eléctrica de baja capacidad podría funcionar continuamente para garantizar un alto factor de capacidad promedio, pero a expensas de poder incrementar la producción para alcanzar el pico de cargas de demanda. Alternativamente, una planta con una alta capacidad eléctrica instalada y factor de capacidad bajo, estaría diseñado para ayudar a satisfacer la demanda máxima y proporcionar reserva. La última estrategia implicaría costos de instalación más altos y factores de capacidad más bajos. La estrategia seguida en cada caso dependerá de las características del sitio y las necesidades del mercado local. En 2019, el costo promedio ponderado global de la electricidad procedente de la energía hidroeléctrica fue de 0,047 USD / kWh, un 27% más que los 0,037 USD / kWh registrados en 2010. El costo promedio ponderado global de la electricidad de proyectos hidroeléctricos en el periodo 2010-2014 fue de 0,044 USD / kWh y para el periodo 2015-2019 aumentó a un promedio de 0,049 USD / kWh. Y a pesar de estos aumentos a lo largo del tiempo, el 89 % de la capacidad agregada en 2019 tuvo costos más bajos que la nueva fuente más barata de generación eléctrica por combustibles fósiles. Esto fue antes de considerar que una proporción significativa de los proyectos con costos por encima del costo más bajo de generación por combustibles fósiles puede haber sido desplegado en áreas remotas, donde todavía estaba la fuente más barata de nueva electricidad, dado el uso extensivo de pequeñas centrales hidroeléctricas, en particular, en suministro de electricidad a bajo costo en ubicaciones remotas, y para la electrificación general. El LCOE nacional / regional promedio ponderado de proyectos hidroeléctricos, grandes y pequeños, en el base de datos de costos renovables de IRENA refleja la variación en costos de instalación del proyecto específicos del lugar y del país, y factores de capacidad. Las cifras por proyectos en 2019 van desde 0,038

USD / kWh en Brasil a un máximo de 0,13 USD / kWh en Norteamérica. En las figuras 7.4.29 y 7.4.30 se presentan los LCOE de grandes y pequeños proyectos hidroeléctricos y promedios ponderados de capacidad por país / región. Para grandes proyectos hidroeléctricos, la mayoría de países / regiones muestran (figura 7.4.35) una disminución en el promedio ponderado LCOE entre los períodos 2010 a 2014 y 2015 hasta 2019. Las excepciones fueron Brasil y el “Other” Asia, donde el LCOE promedio ponderado aumentó, mientras que China mantuvo relativamente el mismo LCOE medio ponderado. Por su parte, los pequeños proyectos hidroeléctricos muestran (figura 7.4.30) tendencias similares, con China teniendo el más bajo LCOE promedio ponderado, de 0,041 USD / kWh para el período de tiempo de 2010 a 2019 (IRENA; 2020).

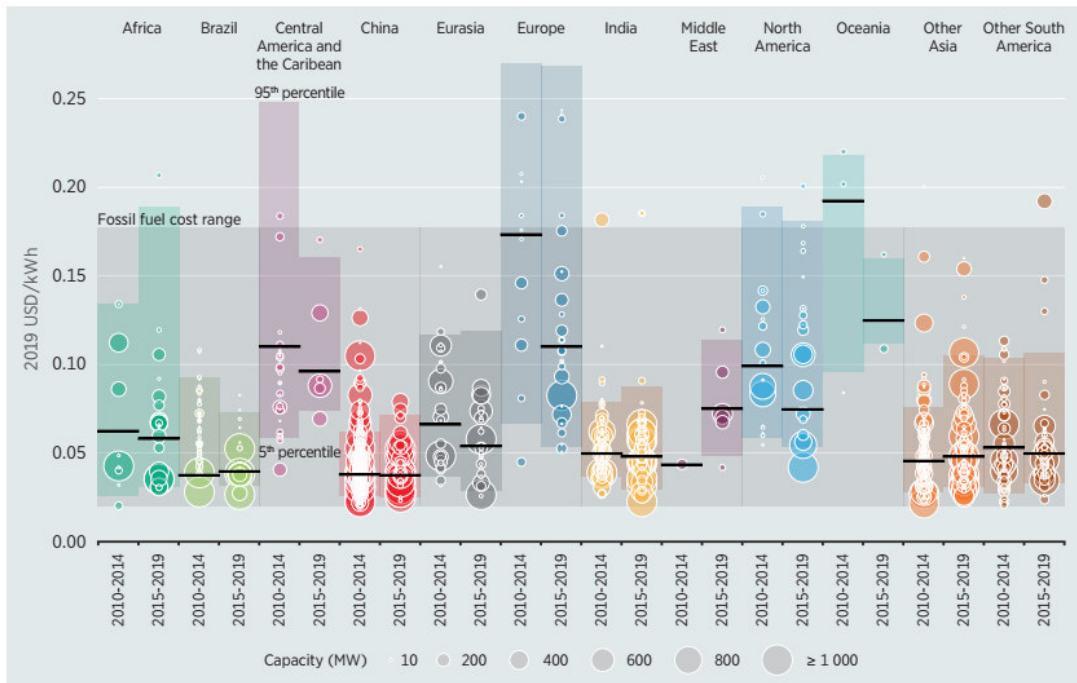


Figura 7.4.29: Costos nivelados (LCOE) y capacidades promedio ponderada por país / región para grandes proyectos, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

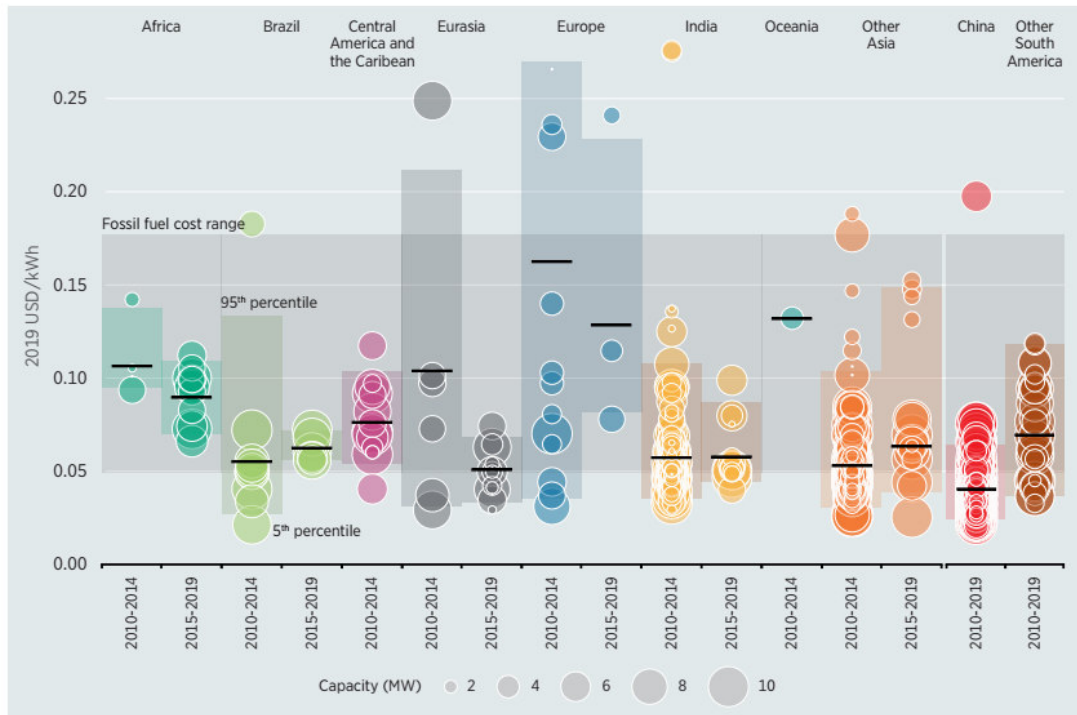


Figura 7.4.30: Costos nivelados (LCOE) y capacidades promedio ponderada por país / región para pequeños proyectos, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

En las tablas 7.4.27 y 7.4.28 se resumen los costos nivelados promedio ponderados (LCOE) para los proyectos “Grandes” (> 10 MW) y los proyectos “Pequeños” (< 10 MW), respectivamente.

Tabla 7.4.27: Costos nivelados (LCOE) para Grandes Proyectos.

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|
| | | | 2.029 USD/kW | Costos anuales: 0,022 USD/kWh | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 637 | 3.403,87 | 61 | 1.292,47 | 74,89 | 0,059 |
| 322 | 1.720,64 | 61 | 653,34 | 37,85 | 0,059 |
| 108 | 577,11 | 61 | 219,13 | 12,70 | 0,059 |
| 16 | 85,498 | 61 | 32,46 | 1,88 | 0,059 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.4.28: Costos nivelados (LCOE) para Pequeños Proyectos.

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|------------------------------|----------------|
| | | | 3.000 USD/kW | Costos anuales: 0,03 USD/kWh | |
| (kW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 4.000 | 22,776 | 65 | 12,0 | 0,682 | 0,081 |
| 2.600 | 14,804 | 65 | 7,80 | 0,444 | 0,081 |
| 240 | 1,367 | 65 | 0,72 | 0,041 | 0,081 |
| 50 | 0,2847 | 65 | 0,15 | 0,0085 | 0,081 |

Fuente: elaboración propia.

Los valores calculados para los LCOE para Grandes y Pequeños proyectos, son de 0,059 USD / kWh y 0,081 USD / kWh (tablas 7.4.27 y 7.4.28), respectivamente; y se encuentran dentro del rango de valores que puede alcanzar el LCOE en América del Sur (inclusive Brasil), Europa, entre otros (figuras 7.4.29 y 7.4.30).

7.4.4. Ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero para la generación por energía hidroeléctrica

Como todas las opciones de gestión de energía y agua, los proyectos hidroeléctricos tienen impactos ambientales negativos y positivos. La energía hidroeléctrica puede tener un impacto ambiental significativo, dejando una huella a nivel local y regional, pero ofrece ventajas a nivel macroecológico. Debido a que cada planta hidroeléctrica está diseñada de manera única para adaptarse a las características específicas de un sitio, la magnitud de los impactos ambientales, así como el alcance de sus efectos positivos y negativos es altamente dependiente del lugar. Aunque el tamaño de un proyecto hidroeléctrico no es, por sí solo, un criterio relevante para predecir el impacto ambiental, muchos impactos son relacionados con el embalse y la existencia de un embalse, y por tanto no se aplican a todos los tipos proyectos hidroeléctricos (Kumar; 2011).

La energía hidroeléctrica no crea una atmósfera directa de contaminantes o residuos durante la operación, y las emisiones de GEI asociadas con la mayoría de las etapas del ciclo de vida son menores. Sin embargo, las emisiones de metano (CH₄) de los

embalses pueden ser sustancial en determinadas condiciones. Por esto es necesario evaluar adecuadamente el cambio neto en las emisiones de GEI, inducida por la creación de tales embalses. Aunque el tipo y la magnitud de los impactos variarán de un proyecto a otro proyecto, es posible describir algunos efectos típicos, junto con la experiencia que se ha adquirido a lo largo de las últimas décadas en la gestión y resolución de problemas. Si bien algunos impactos son inevitables, pueden ser minimizados o compensados; a priori, la medida más eficaz es la evasión de impactos, eliminando alternativas menos sostenibles de manera temprana en la etapa de diseño. Todas las estructuras hidroeléctricas afectan la ecología de un río principalmente al inducir un cambio en sus características hidrológicas y al alterar la continuidad del transporte de sedimentos y migración de peces a través del embalse, presas y diques. Sin embargo, la medida en que un proyecto hidroeléctrico tiene impactos adversos en la morfología del lecho del río, en la calidad del agua y, en la fauna y flora, es altamente específico del lugar y hasta cierto punto, dependiente de los recursos que se puedan invertir en medidas de mitigación.

Por otro lado, al considerar las centrales hidroeléctricas de pasada (Run of River – RoR), estas no alteran el caudal del régimen de un río, siendo una alternativa para casos en los cuales no se considere la creación de un embalse para el almacenamiento; ya que la creación de un embalse de energía hidroeléctrica implica un importante cambio ambiental mediante la transformación de un ecosistema fluvial en uno lacustre. Para fines de la generación de energía eléctrica, solamente, un proyecto de central de pasada, con bajas potencias, puede presentarse como la mejor alternativa en términos del impacto ambiental, frente a una central con almacenaje. Siendo que esta última puede ofrecer otras posibilidades en términos de la gestión del recurso del agua y de la energía almacenada.

En general, en aras de la sostenibilidad, es importante evaluar los impactos negativos y positivos de un proyecto hidroeléctrico a la luz de las necesidades de una región de servicios de gestión del agua y la energía. Una descripción general de los principales servicios de gestión de energía y agua y, distintivas características ambientales en relación con los diferentes proyectos hidroeléctricos se presentan en la tabla 7.4.29.

Tabla 7.4.29: Tipos de proyectos hidroeléctricos y sus aspectos positivos y negativos, ambientales y sociales.

| Tipo de hidroeléctrica | Servicios de administración de la energía y el agua | Principales características ambientales y sociales |
|------------------------|---|---|
| Todas | Aumentan las opciones de la gestión del recurso hídrico | Barrera para la migración de los peces y transporte de sedimentos. Modificación física del lecho de ríos y líneas de rivera. |
| de Pasada | Flexibilidad limitada e incremento de la variabilidad en el perfil de generación de electricidad. Administración en la calidad del agua (pero no en la cantidad) | Sin cambios en el flujo o cauce del río cuando la central eléctrica está al pie de la presa. No así, cuando se ubica aguas debajo de la presa hay una reducción del flujo entre la toma de agua y la central. |
| de Embalse | Capacidad de almacenaje de agua y energía. Flexibilidad en el perfil de generación eléctrica. Gestión de calidad y cantidad del agua; estabilización del agua de subsuelo; gestión del suministro de agua e inundaciones. | Alteración ambiental, con impactos en los ecosistemas, la biodiversidad y las comunidades. Modificación de los patrones estacionales de crecidas de los ríos, cambios en la temperatura y la calidad del agua; cambio en el uso de la tierra asociado a las emisiones de GEI. |
| Multipropósito | Análogo al caso de Embalse. Dependiente del consumo del agua para otros usos. | Análogo al caso de Embalse. Posibles conflictos para los usos del agua. Conductor para el desarrollo regional. |
| Embalse por bombeo | Capacidad de almacenaje de agua y energía. Consumidor de electricidad debido al bombeo. No tiene opciones de gestión del agua. | Impactos confinados a áreas pequeñas; por lo general, operado fuera del cauce del río como un sistema separado que solamente intercambia agua con el río ocasionalmente. |

Fuente: elaboración propia, modificado de Kumar; 2011.

7.4.4.1. Regímenes hidrológicos.

Un proyecto hidroeléctrico puede modificar el régimen de flujo de un río si el proyecto incluye un embalse. Los proyectos de pasada cambian el patrón de flujo del río marginalmente, creando así menos impactos aguas abajo del proyecto. Las centrales hidroeléctricas con embalses modifican significativamente el régimen de flujo (es decir, la magnitud y el momento de la descarga y por lo tanto niveles del agua), y también puede alterar la temperatura del agua en tramos cortos río abajo. Algunos proyectos hidroeléctricos de Pasada de Río (Run of River) con desviaciones fluviales pueden alterar los flujos a lo largo de las rutas de desvío; asociado a esto se manifiestan cambios físicos y biológicos, relacionados con variaciones en el nivel del agua, el tiempo y la temperatura. Los cambios importantes en el régimen de flujo también pueden causar cambios en el estuario, donde la extensión de la intrusión de agua

salada depende de la descarga de agua dulce. La pendiente, la velocidad de la corriente y la profundidad del agua también son factores importantes. Influir en la capacidad de transporte de sedimentos y la erosión. La construcción de una presa mayor disminuye en general el sedimento cargado a los deltas de los ríos. El cambio en el patrón de flujo anual puede afectar significativamente hábitats acuáticos y terrestres en el río y a lo largo de la costa. Asimismo, la desaparición de las inundaciones naturales como resultado de la regulación de los cursos de agua altera el ciclo de vida natural de las llanuras de inundación ubicadas río abajo de una central con embalse. Esto puede afectar a las especies de vegetación, a la fauna de mamíferos y aves. Por otro lado, fluctuaciones frecuentes (diarias o semanales) en el nivel del agua, aguas abajo de un embalse hidroeléctrico y un área de desagüe podría crear problemas, liberaciones repentinas de agua no sólo podía ahogar animales y lavar los nidos de aves acuáticas, sino también representan un problema de seguridad pública para otros usuarios del agua. La magnitud de estos cambios se puede mitigar mediante el funcionamiento adecuado de la central eléctrica y gestión de vertidos, estanques reguladores, sistemas de información y alerta, así como limitaciones de acceso. Una gestión exhaustiva del flujo puede prevenir la pérdida de hábitats y recursos. Las medidas de mitigación podrían ser la liberación de inundaciones controladas en períodos y construcción de presas para mantener los niveles de agua en los ríos con caudal reducido o para evitar la intrusión de sal de la ría.

7.4.4.2. Evaluación del ciclo de vida de las emisiones de la generación hidroeléctrica.

El ciclo de vida de las centrales hidroeléctricas consta de tres etapas principales:

- **Construcción:** En esta fase, los GEI se emiten desde la producción y transporte de materiales (por ejemplo, hormigón, acero, etc.) y el uso de equipos y materiales de obra civil para la construcción de la instalación (por ejemplo, motores diésel).
- **Operación y mantenimiento:** se pueden generar emisiones de GEI por actividades de operación y mantenimiento, por ejemplo, construcción de sistemas de calefacción / refrigeración, unidades de generación de diésel

auxiliares o in situ transporte de personal para actividades de mantenimiento. Además, se debe considerar el cambio de uso inducido de la tierra por la creación de reservorios y la modificación asociada del ciclo del carbono terrestre, y puede conducir a emisiones netas de GEI del reservorio durante la operación.

- **Desmantelamiento:** las presas se pueden desmantelar por razones económicas, de seguridad o razones ambientales. Hasta ahora, se han eliminado solo un pequeño número de pequeñas presas, principalmente en Estados Unidos. Por tanto, las emisiones relacionadas con esta etapa rara vez se han incluido en los LCA (*Life Cycle Analysis*) hasta ahora.

Los LCA's realizados en proyectos hidroeléctricos han demostrado la dificultad de generalizar las estimaciones del ciclo de vida de las emisiones de GEI de proyectos hidroeléctricos en condiciones climáticas, tipos de cobertura terrestre previos al embalse y tecnologías hidroeléctricas. Un tema importante para la energía hidroeléctrica es la naturaleza multipropósito de la mayoría de los proyectos de embalses y la asignación de los impactos totales a los diversos propósitos que se requieren. Muchas LCA's hasta la fecha asignan todos los impactos en la función de generación eléctrica, que en algunos casos pueden exagerar las emisiones de las que son "responsables". En la figura 7.4.31 se presentan los resultados de una revisión de la literatura sobre LCA.

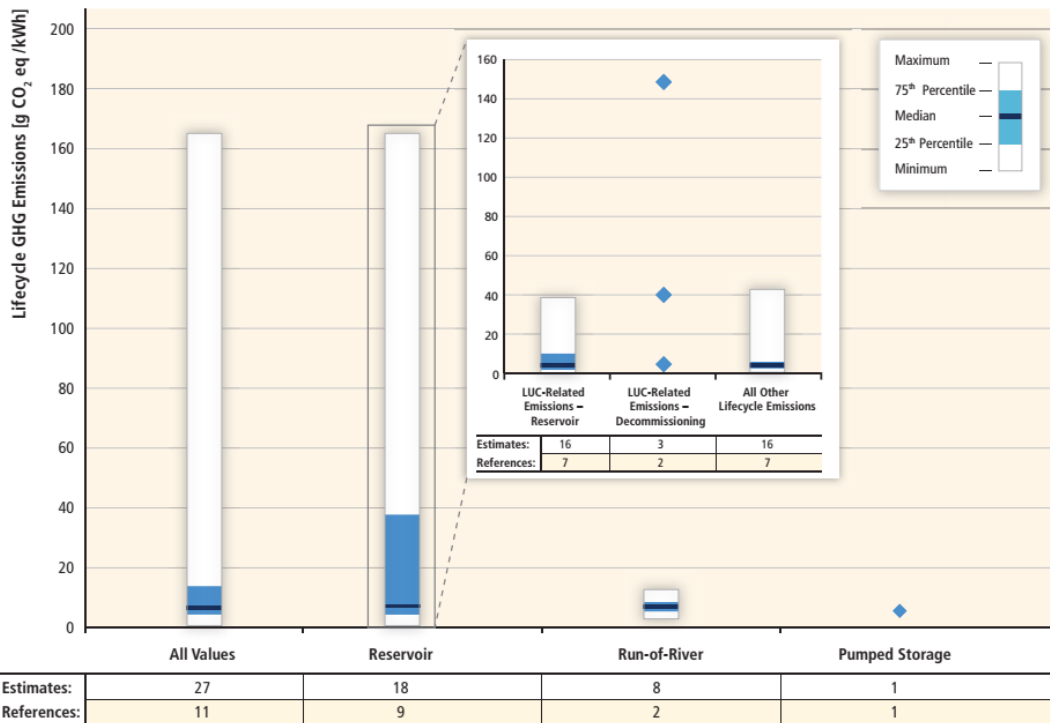


Figura 7.4.31: Estimaciones del ciclo de vida de emisiones de GEI para distintas tecnologías de hidrogenación (Kumar, 2011).

La mayoría de las estimaciones del ciclo de vida de emisiones de GEI para la generación hidroeléctrica para plantas de Pasada (*Run of River*) está entre 4 y 14 g CO₂ eq / kWh, pero en ciertos escenarios no es el caso teniendo cantidades mucho mayores de emisiones de GEI (figura 7.4.31). En la figura 7.4.31 no se representa una evaluación de probabilidad; la figura simplemente informa la distribución de las estimaciones de la literatura publicada. Se puede observar (figura 7.4.31) que la energía hidroeléctrica de embalses potencialmente emite más de 160 g de CO₂ eq / kWh, que es significativamente más alto que el de pasada o almacenamiento por bombeo, aunque existen menos estimaciones de emisiones de GEI para las dos últimas tecnologías.

Los valores atípicos provienen de estudios que incluyeron evaluaciones de emisiones de GEI por cambio de uso de la tierra (Land Usage Change - LUC) por la energía hidroeléctrica de embalses. Si bien la magnitud de las emisiones potenciales relacionadas con el LUC de la energía hidroeléctrica de embalses (causadas por inundaciones) es significativa, la incertidumbre en la cuantificación de estas emisiones también es alto. Las emisiones por LUC pueden ser tanto en curso (es decir, el metano

emitido desde el reservorio desde descomposición del suelo y la vegetación), como por desmantelamiento (liberación de gases de efecto invernadero de grandes cantidades de limo recolectado durante la vida de la planta). Para el caso, los LCA's evaluadas solo contabilizan para las emisiones brutas de GEI relacionadas con el LUC. Caracterizar un yacimiento como emisor neto de GEI implica considerar las emisiones que habrían ocurrido sin el depósito, que es un área de investigación activa y actualmente sin consenso. Las emisiones derivadas del desmantelamiento relacionadas con LUC solo han sido evaluadas en dos estudios que proporcionaron tres estimaciones (figura 7.4.31). Ambos informaron estimaciones del ciclo de vida de las emisiones de GEI considerablemente más altas que otra literatura debido a este factor diferenciador. Sin embargo, hay que ser precavido al aplicar estas dos estimaciones del impacto de desmantelamiento en general de todos los sistemas hidroeléctricos, ya que pueden no ser representativo de otras tecnologías, sitios o tamaños de presas. La variabilidad en las estimaciones se debe a las diferencias en el contexto del estudio (por ejemplo, clima, reserva de carbono del área inundada), desempeño tecnológico (por ejemplo, eficiencia de la turbina, vida útil, tiempo de residencia del agua) y métodos (por ejemplo, límites del sistema LCA) (UNESCO / IHA, 2008). Por ejemplo, la vida operativa supuesta de una presa puede influir en la estimación de las emisiones de GEI del ciclo de vida a medida que amortiza las emisiones relacionadas con la construcción y el desmantelamiento en un período más corto o período más largo. Es necesario completar estudios de LCA adicionales para aumentar el número de estimaciones y la amplitud de su cobertura en términos de zonas climáticas, tipos de tecnología, tamaño de presas, etc. (Kumar; 2011).

7.4.4.3. Cuantificación de emisiones brutas y netas de embalses

Con respecto a los estudios que han explorado los impactos de GEI de los embalses, la investigación y los estudios de campo sobre los balances de GEI de los sistemas de agua dulce han llevado a las siguientes conclusiones:

- Todos los sistemas de agua dulce, ya sean naturales o artificiales, emiten GEI debido a la descomposición de material orgánico. Esto significa que los lagos, ríos, estuarios, humedales, zonas inundadas estacionales y embalses emiten GEI. También entierran algo de carbono en los sedimentos.

- Dentro de una región determinada que comparte condiciones ecológicas similares, los embalses y los sistemas de agua natural producen niveles similares de emisiones de CO₂ por unidad de área. En algunos casos, los cuerpos de agua naturales y los reservorios de agua dulce absorben más CO₂ de lo que emiten (Kumar; 2011).

Los depósitos son puntos de toma de material procedente del área de la cuenca de drenaje aguas arriba. Como parte del ciclo natural, la materia orgánica se vierte en estos puntos de recogida de los alrededores ecosistemas terrestres. Además, aguas residuales domésticas, residuos industriales y la contaminación agrícola también puede entrar en estos sistemas y producir emisiones de GEI. Por tanto, la evaluación de las emisiones netas provocadas por el hombre implica:

- a) una estimación adecuada de las emisiones naturales del ecosistema terrestre, humedales, ríos y lagos que se ubicaron en el área antes del embalse; y
- b) abstraer el efecto del flujo de carbono del ecosistema terrestre, tanto natural como relacionado con las actividades, sobre las emisiones netas de GEI antes y después del embalse.

Los principales GEI producidos en los sistemas de agua dulce son el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄). El óxido nitroso (N₂O) puede ser de importancia, particularmente en reservorios con grandes zonas de extracción o en áreas tropicales, pero no en general. Actualmente existe una estimación de estas emisiones, los resultados de los reservorios en ambientes boreales indican una baja cantidad de emisiones de N₂O, mientras que un estudio reciente de los reservorios tropicales no da una evidencia clara de si los reservorios tropicales actúan como fuentes de N₂O a la atmósfera (Kumar; 2011).

Generalmente se estudian dos vías de emisión de GEI a la atmósfera: Flujos difusivos desde la superficie del reservorio y burbujeo (figura 7.4.32). El burbujeo se refiere a la descarga de sustancias gaseosas que resultan de la carbonatación, evaporación o fermentación de un cuerpo de agua. Además, se ha investigado las emisiones de GEI aguas abajo de las presas (Desgasificación aguas abajo de la presa y flujos difusores a lo largo del curso del río aguas abajo de la presa). Los flujos de metano

(CH₄) transferido a través de difusión desde el fondo hasta la superficie del agua del depósito pueden sufrir oxidación (es decir, transformarse en CO₂) en la columna de agua en presencia de bacterias metanotróficas. Respecto al N₂O, se han identificado varias vías posibles para las emisiones de N₂O: pueden producirse a través de flujo difusivo, desgasificación y posiblemente a través de macrófitos, pero esta última vía nunca ha sido cuantificada para ambientes boreales o tropicales. Por el momento, solo una cantidad limitada de estudios que evalúan las emisiones netas de los reservorios de agua dulce (es decir, excluyendo fuentes antropogénicas y emisiones naturales preexistentes) está disponible, mientras que los flujos brutos se han investigado en regiones boreales, templados y tropical / subtropical. Las mediciones de emisiones brutas se resumen en la tabla 7.4.30.

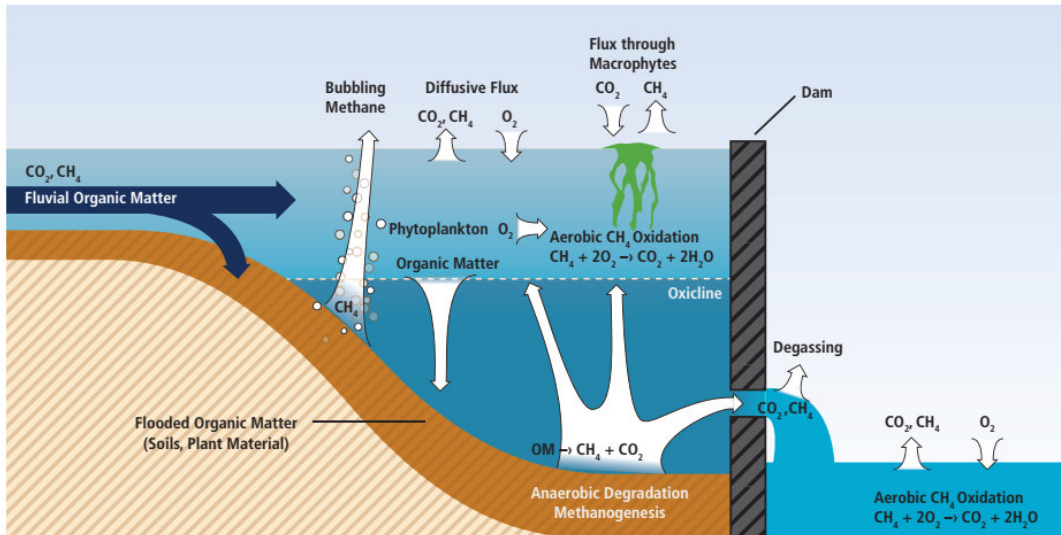


Figura 7.4.32: Difusión del metano y del dióxido de cloro en reservorios de agua dulce (Kumar et al.; 2011).

Tabla 7.4.30: Rango de emisiones brutas de CO₂ y CH₄ en ambientes boreales, templados y tropicales.

| Sendero de los GEI's | Clima | | | |
|------------------------|---|---|---|---|
| | Boreal y Templado | | Tropical | |
| | CO ₂ (mmol/m ² /d) | CH ₄ (mmol/m ² /d) | CO ₂ (mmol/m ² /d) | CH ₄ (mmol/m ² /d) |
| Flujos difusivos | -23 a 145 | -0,3 a 8 | -19 a 432 | 0,3 a 51 |
| Burbujeo | 0 | 0 a 18 | 0 | 0 a 88 |
| Desgasificación | -0,2 a 0,1 | s/d | 4 a 23 | 4 a 30 |
| Río debajo de la presa | s/d | s/d | 500 a 2.500 | 2 a 350 |

Fuente: elaboración propia, modificado de Kumar; 2011.

Se puede ver que existen resultados muy variables para las emisiones de CO₂, por lo que los embalses pueden actuar como sumideros, pero también pueden presentar emisiones de CO₂ significativas.

Bajo condiciones boreales y templadas, se esperan emisiones significativas de CH₄ sólo para embalses con grandes zonas de extracción y alto contenido orgánico y entradas de nutrientes. En las regiones tropicales, las altas temperaturas unidas a una importante demanda de oxígeno debido a la degradación de materia orgánica (MO) sustancial, favorecen la producción de CO₂ y favorece condiciones anóxicas, y por tanto, la producción de CH₄.

En nuevos embalses, la MO principalmente proviene de biomasa sumergida y carbono orgánico del suelo con diferentes contenidos absolutos y relativos de MO. Más tarde, la MO también puede provenir de producción primaria u otros procesos biológicos dentro del yacimiento.

La edad del embalse ha demostrado ser una cuestión importante, así como la reserva de carbono orgánico, el tiempo del agua de residencia, tipo de vegetación, estación, temperatura, oxígeno y producción primaria local, ellos mismos dependientes del área geográfica. Según el IPCC (2006), la evidencia sugiere que las emisiones de CO₂ de aproximadamente los primeros 10 años después de las inundaciones son los resultados de la descomposición de parte de la materia orgánica en la tierra antes de inundaciones, pero, más allá de este período de tiempo, estas emisiones se mantienen por la entrada de material de carbono orgánico e inorgánico transferido a el área inundada de la cuenca o por procesos internos en el reservorio.

En la tabla 7.4.31 se presentan los valores de referencia para el cálculo aproximado de las emisiones asociadas a los proyectos hidroeléctricos de embalse; asociando el clima de la provincia al caso Boreal – Templado y teniendo en consideración el bajo contenido orgánico del ecosistema de los emplazamientos de los embalses, se tomaron los valores promedios del rango de emisiones brutos de CO₂ y CH₄, presentados en la tabla 7.4.30. Y en la tabla 7.4.32 se resumen los cálculos de los proyectos hidroeléctricos de Embalse, de los cuales se pudo contar con los datos necesario - básicamente, el área de la superficie del lago asociado al embalse- para la estimación de las emisiones equivalentes en dióxido de carbono, asociadas a las superficies de los embalses y su potencia instalada o proyectada.

Tabla 7.4.31: Rango de emisiones brutas de CO₂ y CH₄ en ambientes boreales y templados considerados para los cálculos.

| Sendero de los GEI's | Clima | | | |
|----------------------|---|---|--|---|
| | Boreal y Templado | | | |
| | CO ₂ (mmol/m ² /d) | CH ₄ (mmol/m ² /d) | CO ₂ (g/m ² /d) | CH ₄ (g CO ₂ eq ^{&} /m ² /d) |
| Flujos difusivos | 61 | 3,85 | 2,68 | 1,73 |
| Burbujeo | 0 | 9 | 0,00 | 4,04 |

[&]: Considerando que el potencial de calentamiento global (GWP) del CH₄ es de 28 (Myhre; 2019).

Fuente: elaboración propia en base a Kumar; 2011.

Tabla 7.4.32: Cálculo de gramos de CO₂ equivalentes por kWh para algunas centrales hidroeléctricas existentes y proyectadas.

| Central | Potencia (MW) | Tipo de Central | Superficie (km ²) | gramos de CO ₂ eq. / kWh |
|--------------------|---------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| Piedra del Águila | 1400 | Embalse | 305 | 77 |
| El Chocón | 1200 | Embalse | 816 | 240 |
| Alicurá | 1050 | Embalse | 68 | 23 |
| Chihuido I | 637 | Embalse | 186 | 103 |
| Planicie Banderita | 479 | Embalse | 587 | 432 |
| Chihuido II | 228 | Embalse | 65 | 100 |
| Arroyito | 128 | Embalse | 39 | 106 |
| Covunco | 108 | Embalse | 31 | 100 |
| Coli Michicó | 50 | Embalse | 14 | 100 |

Fuente: elaboración propia en base a información ADI-Nqn y Gobierno provincia del Neuquén.

7.4.4.4. Emisiones de GEI por energía hidroeléctrica

Se consideró como valor de referencia para los gramos de CO₂ eq / kWh para las potencias mayores a 10 MW asociadas a hidroeléctricas con embalse, el valor promedio de 102 g de CO₂ eq. / kWh para todos los casos donde se contaba con la información necesaria para el cálculo. Para el valor promedio se consideraron los valores del orden de los 100 g de CO₂ eq. / kWh (tabla 7.4.32) y descartando los demás valores de la tabla (7.4.32). Y se tomó el valor de referencia de 14 g de CO₂ eq / kWh, asociadas a hidroeléctricas del tipo de Pasada o menores a 10 MW (máximo valor en el rango presentado en la figura 7.4.31). En la tabla 7.4.33 se presentan toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación potencial de energía hidroeléctrica asociada a cada proyecto.

Tabla 7.4.33: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación potencial de energía hidroeléctrica.

| Orden | Central | Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía generada, ajustada por FC del 61% Embalse y 65% Pasada (GWh-año) | Tons CO ₂ eq - anual |
|-------|--|---------------|------------|----------------------------|--|---------------------------------|
| 1 | Chihuido I | 637 | Embalse | 102,89 | 3.403,87 | 350.212 |
| 2 | Michihuao (con provincia de Río Negro) | 621 | Embalse | 102,10 | 3.318,38 | 338.808 |
| 3 | Cerro Rayoso | 472 | Embalse | 102,10 | 2.522,18 | 257.516 |
| 4 | Pini Mahuida | 457 | Embalse | 102,10 | 2.442,03 | 249.332 |
| 5 | Collón Curá | 376 | Embalse | 102,10 | 2.009,19 | 205.140 |
| 6 | La Invernada | 322 | Embalse | 102,10 | 1.720,64 | 175.678 |
| 7 | Rincón de la Medialuna | 270 | Embalse | 102,10 | 1.442,77 | 147.308 |
| 8 | Talhelum | 240 | Embalse | 102,10 | 1.282,46 | 130.940 |
| 9 | Chihuido II | 228 | Embalse | 100,45 | 1.218,34 | 122.386 |
| 10 | Huitrín | 210 | Embalse | 102,10 | 1.122,16 | 114.573 |
| 11 | La Rinconada | 200 | Embalse | 102,10 | 1.068,72 | 109.117 |
| 12 | Pantaniitos (con provincia de Río Negro) | 190 | Embalse | 102,10 | 1.015,28 | 103.661 |
| 13 | El Chacayal | 181 | Embalse | 102,10 | 967,19 | 98.751 |
| 14 | Segunda Angostura (con provincia de Río Negro) | 120 | Embalse | 102,10 | 641,23 | 65.470 |
| 15 | Covunco | 108 | Embalse | 100,45 | 577,11 | 57.972 |
| 16 | Caleufú | 100 | Embalse | 102,10 | 534,36 | 54.559 |
| 17 | Buta Pailán | 94 | Embalse | 102,10 | 502,30 | 51.285 |
| 18 | El Chañar | 69 | Embalse | 102,10 | 368,71 | 37.645 |
| 19 | Matancilla | 64 | Embalse | 102,10 | 341,99 | 34.917 |
| 20 | Atreuco | 54 | Embalse | 102,10 | 288,55 | 29.462 |
| 21 | Coli Michicó | 50 | Embalse | 100,45 | 267,18 | 26.839 |
| 22 | Huaraco | 48 | Embalse | 102,10 | 256,49 | 26.188 |
| 23 | Las Lajas | 48 | Embalse | 102,10 | 256,49 | 26.188 |
| 24 | Roblecillos | 46 | Embalse | 102,10 | 245,81 | 25.097 |
| 25 | Calfulén | 38 | Embalse | 102,10 | 203,06 | 20.732 |
| 26 | Puesto de Paja | 38 | Embalse | 102,10 | 203,06 | 20.732 |
| 27 | Curamileo | 34 | Embalse | 102,10 | 181,68 | 18.550 |
| 28 | La Salada | 34 | Embalse | 102,10 | 181,68 | 18.550 |
| 29 | Los Guiones | 30 | Embalse | 102,10 | 160,31 | 16.368 |
| 30 | Manzano Amargo | 30 | Embalse | 102,10 | 160,31 | 16.368 |
| 31 | Loncopué | 16 | Embalse | 102,10 | 85,50 | 8.729 |
| 32 | Nahueve | 4,0 | Pasada | 14,00 | 22,78 | 319 |
| 33 | Lago Espejo | 4,0 | Pasada | 14,00 | 22,78 | 319 |
| 34 | Aluminé III | 3,0 | Pasada | 14,00 | 17,08 | 239 |
| 35 | San Martín I | 2,70 | Pasada | 14,00 | 15,37 | 215 |
| 36 | Villa Trafal | 2,60 | Pasada | 14,00 | 14,80 | 207 |
| 37 | Cataratas | 2,50 | Pasada | 14,00 | 14,24 | 199 |
| 38 | Central del Lago | 2,50 | Pasada | 14,00 | 14,24 | 199 |

| | | | | | | |
|----|------------------------------------|----------|--------|-------|----------|-----------|
| 39 | Ruca Choroí | 2,40 | Pasada | 14,00 | 13,67 | 191 |
| 40 | Aluminé II | 2,20 | Pasada | 14,00 | 12,53 | 175 |
| 41 | San Martín II | 2,00 | Pasada | 14,00 | 11,39 | 159 |
| 42 | Río Hermoso | 0,75 | Pasada | 14,00 | 4,27 | 60 |
| 43 | Moquehue | 0,24 | Pasada | 14,00 | 1,37 | 19 |
| 44 | Las Lajitas | 0,24 | Pasada | 14,00 | 1,37 | 19 |
| 45 | Las Coloradas | 0,22 | Pasada | 14,00 | 1,25 | 18 |
| 46 | Punta Lago Meliquina | 0,12 | Pasada | 14,00 | 0,68 | 10 |
| 47 | Cochico (con provincia de Mendoza) | 0,09 | Pasada | 14,00 | 0,51 | 7 |
| 48 | Lago Epulafquen | 0,05 | Pasada | 14,00 | 0,28 | 4 |
| 49 | Tramos río Barrancas-Colorado | 768,91 | Pasada | 14,00 | 4.378,16 | 61.294 |
| 50 | Tramos río Neuquén | 1.601,09 | Pasada | 14,00 | 9.116,61 | 127.633 |
| 51 | Tramos río Limay | 968,09 | Pasada | 14,00 | 5.512,29 | 77.172 |
| | | | | | Total | 2.961.436 |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 7.4.34 se presentan toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación existente de energía hidroeléctrica.

Tabla 7.4.34: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación existente de energía hidroeléctrica.

| Orden | Central | Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía generada, ajustada por FC del 61% Embalse (GWh-año) | Tons CO ₂ eq - anual |
|-------|--|---------------|------------|----------------------------|---|---------------------------------|
| a | Piedra del Águila (con provincia de Río Negro) | 1.400 | Embalse | 77 | 7.481,04 | 574.273 |
| b | El Chocón (con provincia de Río Negro) | 1.200 | Embalse | 240 | 6.412,32 | 1.536.415 |
| c | Alicurá (con provincia de Río Negro) | 1.050 | Embalse | 23 | 5.610,78 | 127.093 |
| d | Planicie Banderita | 479 | Embalse | 432 | 2.559,58 | 1.105.240 |
| e | Pichi Picún Leufú (con provincia de Río Negro) | 261 | Embalse | 102 | 1.394,68 | 142.398 |
| f | Arroyito (con provincia de Río Negro) | 128 | Embalse | 106 | 683,98 | 72.678 |
| | | | | | Total | 3.558.096 |

Fuente: elaboración propia.

7.5. Generación de energía eléctrica por energía solar

La generación de energía eléctrica por energía o radiación solar se puede presentar como dos maneras de generación bien distinguibles y a su vez complementarias y de ninguna manera mutuamente excluyente. Una de estas maneras es a través de la generación eléctrica por medio de Células Fotovoltaicas (SPV) y la otra a través Energía Solar Térmica de Concentración (CSP).

7.5.1. Energía Solar Térmica de Concentración (CSP)

Dentro de las tecnologías solares, además de la más conocida, o popular, energía solar fotovoltaica, se encuentra la Energía Solar Térmica de Concentración o Energía Solar Térmica Concentrada (CSP, por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*), la cual aprovecha la irradiación solar como una fuente de energía térmica que, al calentar un fluido, permite la generación de energía eléctrica. Mientras que la energía solar fotovoltaica aprovecha la Irradiancia Global Horizontal (GHI, *Global Horizontal Irradiance*), la cual se conforma por la Irradiancia Horizontal Difusa (DHI, *Diffuse Horizontal Irradiance*) y la Irradiancia Normal Directa (DNI, *Direct Normal Irradiance*), la tecnología CSP sólo se enfoca en utilizar la componente DNI para redireccionar los rayos solares a un punto o eje focal (dependiendo de la tecnología) por donde circulará el fluido a calentar. Una de las ventajas que caracterizan a esta tecnología, es la capacidad que ofrece para almacenar energía térmica, que puede ser utilizada en momentos posteriores a la captación de la energía solar. Permitiendo, un comportamiento análogo de centrales de potencia firme o centrales de generación en horarios vespertinos o nocturnos, es decir, cuando el recurso solar no se encuentra disponible. Su principal desventaja puede ser alto costo en términos relativos, frente a los costos de los distintos tipos de fuentes energéticas disponibles. Por este motivo es que para su implementación se recomienda contar altos niveles de DNI, de al menos $2.000 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{año}$ ($5,5 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{día}$); para el caso, Argentina presenta condiciones ideales para la instalación de este tipo de tecnologías, alcanzando valores de DNI, incluso más elevados. En la figura 7.5.1 se presenta un esquema de las cuatro tecnologías CSP que se están desarrollando a nivel mundial a gran escala (Morrone CSP; 2019).

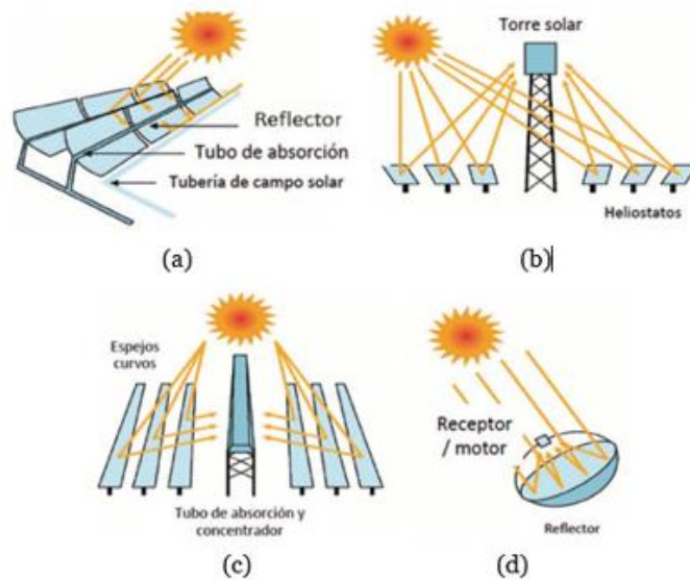


Figura 7.5.1: Tipos de tecnología CSP, (a) Colectores Cilindro Parabólico; (b) Torres Solares; (c) Colector Lineal de Fresnel; (d) Disco de Stirling (Morrone CSP; 2019).

7.5.2. Energía solar fotovoltaica (SPV o SFV)

La energía solar fotovoltaica, es quizás la mas conocida o difundida; esta tecnología se ha ido desarrollando desde el descubrimiento del fenómeno fotovoltaico (Becquerel; 1839) y continúa perfeccionándose, bajo el principio básico de la excitación de electrones de un material semiconductor por la irradiación de fotones de la luz solar y de esta manera generar energía eléctrica.

De manera general y sintética, un sistema solar fotovoltaico (SPV o SFV) básicamente está compuesto por los siguientes componentes:

- un módulo fotovoltaico,
- un inversor,
- un sistema de soporte / seguimiento.

Los parques de generación SFV (figura 7.5.2) cuentan además con los equipos asociados a cualquier sistema eléctrico, como son los sistemas de conexión, las protecciones, puesta a tierra, transformadores, entre otros (Morrone SFV; 2019).



Figura 7.5.2: Planta SFV San Juan I, San Juan, Argentina. Fuente: EPSE (Morrone SFV; 2019).

7.5.3. El recurso solar

La unidad de medición en el Sistema Internacional para la irradiancia (flujo de radiación) es el Watt por metro cuadrado (W/m^2), mientras que la Irradiación es la energía por unidad de área, es decir, que se mide en Watt-hora por metro cuadrado (Wh / m^2). Debido a que la distancia entre La Tierra y el Sol es de 150 millones de kilómetros, el flujo de radiación solar que alcanza la atmósfera terrestre es de $1.367 W/m^2$ (de manera aproximada). En su trayectoria, a través de la atmósfera, solo una fracción de la radiación solar alcanza la superficie terrestre de manera directa, mientras que el resto se esparce o absorbe en las moléculas del aire, aerosoles, gotas de agua o cristales de hielo en las nubes. Donde, la mayor parte de la absorción se produce en las moléculas gaseosas y los aerosoles. El esparcimiento de la radiación solar por las gotas de agua y los cristales de hielo toman lugar por todo el rango espectral, donde las moléculas esparcen predominantemente las longitudes de onda corta y los aerosoles las longitudes de onda más largas. Es por este motivo que, en un día de cielo despejado, la irradiancia que puede alcanzar la superficie terrestre puede variar en el rango de los 700 y $1.300 W/m^2$ al mediodía, dependiendo fuertemente de la latitud, la longitud y el momento del año (figura 7.5.3). La radiación solar que atraviesa la atmósfera y que alcanza la superficie terrestre de manera directa se denomina Irradiancia Normal Directa (DNI, *Direct Normal Irradiance*). La radiación que es esparcida por fuera del rayo directo es la Irradiancia Horizontal Difusa (DHI, *Diffuse Horizontal Irradiance*). La suma geométrica de estos dos componentes de la luz solar que confluyen en un mismo punto de una superficie horizontal se denomina Irradiancia

Global Horizontal (GHI, *Global Horizontal Irradiance*) y su cálculo es el siguiente (ecuación 7.5.1):

$$GHI = DHI + DNI \times \cos \theta$$

ec. 7.5.1

siendo θ el ángulo cenital.

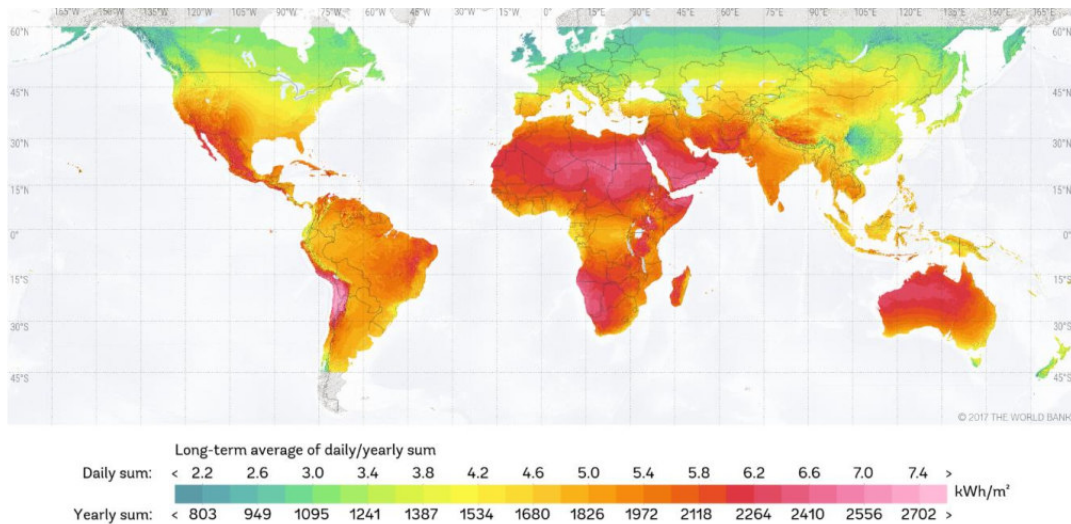


Figura 7.5.3: Mapa de Irradiación Global Horizontal. Fuente: SOLARGIS CELDAS FOTOVOLTAICAS (Morrone SFV; 2019).

La celda fotovoltaica es el elemento principal en la producción de energía eléctrica a partir de la luz solar. Una celda fotovoltaica posee su propia potencia, tensión y corriente, aunque por sus características modulares permite que combinando celdas entre ellas se puedan lograr unidades de generación más grandes, como los módulos fotovoltaicos. (Morrone SFV; 2019)

En el Anexo J se presentan los aspectos técnicos y físicos asociados a la generación de energía eléctrica por energía solar.

7.5.4. Mapa de radiación solar argentino

En mayo de 2007 Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini publican el Atlas Solar de la República Argentina. Los objetivos principales son desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica, estudiar el impacto que los cambios en los niveles de radiación debido a las variaciones periódicas o anómalas tienen sobre las condiciones climáticas y determinar la influencia que la radiación solar a nivel de superficie tiene en el rendimiento de cosechas. Además, permite evaluar la evapotranspiración potencial del

suelo y determinar así su estado hídrico y planificar el secado de productos vegetales con mayor eficiencia (Grossi Gallegos & Righini, 2007). A continuación, en la figura 7.5.4 se presentan los mapas de radiación solar de Argentina para Enero y Julio.

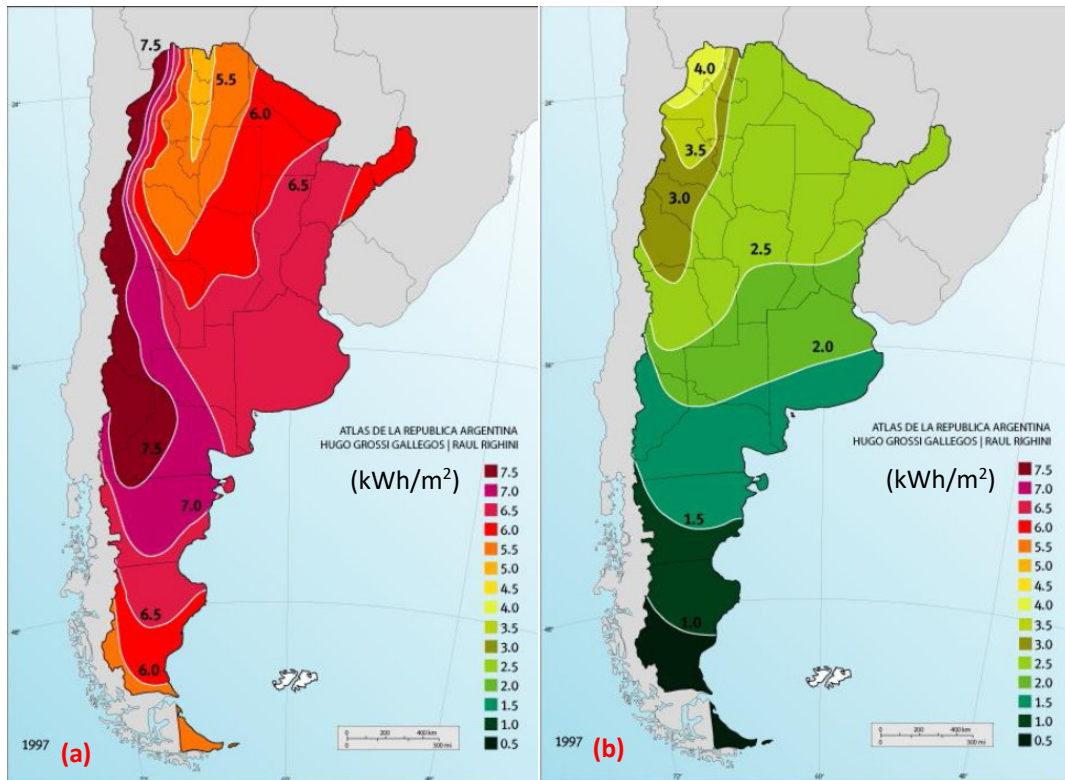


Figura 7.5.4: Mapas de radiación solar en Argentina en enero (mapa a) y julio (mapa b) en kWh/m² (Fuente: Atlas de Energía Solar de Argentina; Morrone SFV; 2019).

7.5.5. Generación solar de electricidad en la provincia del Neuquén

En el proyecto de ADI-NQN S.E.P está la propuesta del Parque Solar Fotovoltaico “El Alamito” con una capacidad preliminar de despacho eléctrico de 3 MW. El Parque se instalará en el Paraje El Alamito a 40 Km al norte de la ciudad de Chos-Malal sobre la ruta provincial n° 43, donde se han reservado un área de 158 hectáreas. El área afectada por la instalación de 3 MW será de 5,6 ha. representando un 3,54% del área total asignada para el proyecto. Está prevista la interconexión a la Línea de Media Tensión de 33 KV “Chos-Malal – Andacollo”. Para el proyecto se estima una producción anual de 5,29 GWh/año, con un factor de capacidad del 20,14%. La radiación incidente en la zona es de 1.782,80 kWh/m². (Cadena de proyecto energéticos 2018 – ADI-NQN S.E.P.). En las figuras 7.5.5 y 7.5.6, se puede observar que toda la provincia del

Neuquén tiene un buen recurso de generación eléctrica por radiación solar, en el rango de 1,85 MWh/m² a 1,95 MWh/m².

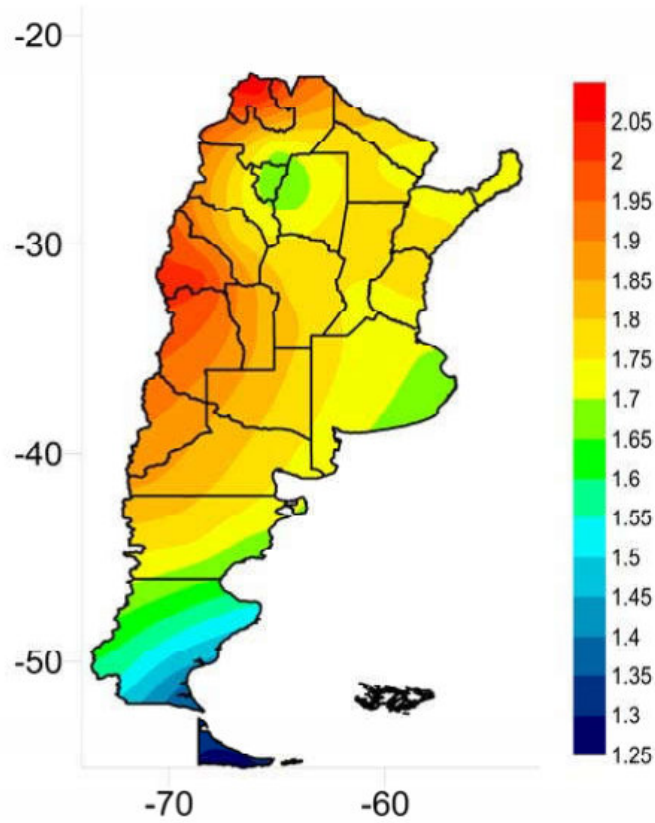


Figura 7.5.5: Carta de irradiación solar anual (MWh/m²) colectada por planos inclinados con un ángulo óptimo (Righini; 2011).

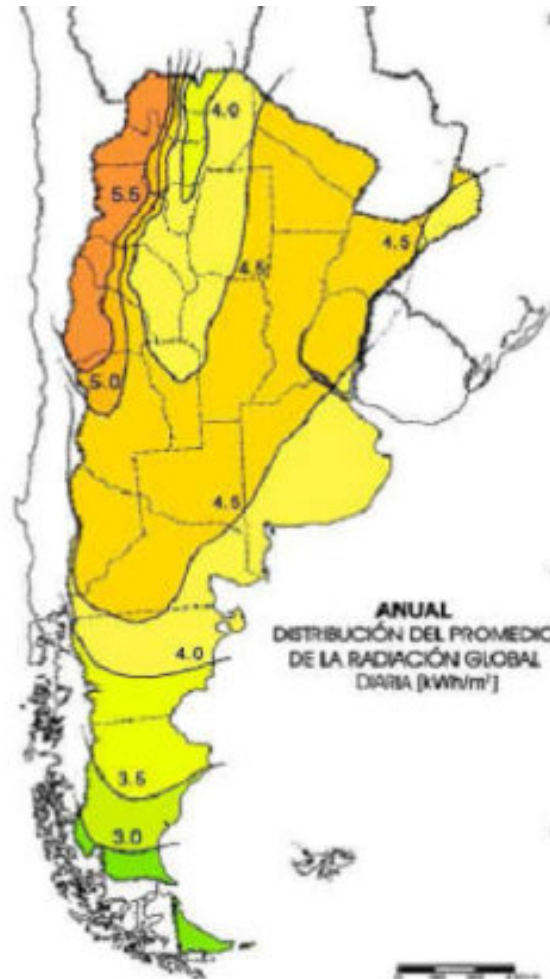


Figura 7.5.6: Carta de irradiación solar anual (kWh/m²) de la distribución promedio de la radiación global (Righini y Gallegos; 2000).

La provincia del Neuquén tiene un área superficial de aproximadamente 94.078 km², considerando solo el 1 % (940,78 km²) de esta área destinada a la generación de energía eléctrica por radiación solar se puede estimar un recurso solar para generación de alrededor de 1.500.000 GWh/año, para una irradiación promedio anual de 1.612,08 KWh / m²-año (o una irradiación promedio diaria de 4,4 KWh / m²), sin considerar factores de pérdidas (alrededor del 70%) o factores de capacidad (18% para SFV y 37,6% para CSP; IRENA 2019). Bajo los mismos considerandos anteriores, tomando solo el 0,1% del área superficial de la provincia del Neuquén, 94,08 km², para dedicarlo a la generación de energía eléctrica por radiación solar; se obtiene un recurso solar para generación de 151.662 GWh/año; alrededor de 17 GW. En las tablas 7.5.1 y 7.5.2 se resumen los resultados para los recursos potenciales de generación

Tabla 7.5.1: Promedio mensual de irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en la provincia del Neuquén

| Mes | Irradiancia | Energía (0,1% Superficie) |
|--|-----------------------|---------------------------|
| | (kWh/m ²) | (GWh) |
| Enero | 7,5 | 706 |
| Febrero | 6,5 | 612 |
| Marzo | 4,5 | 423 |
| abril | 3,0 | 282 |
| Mayo | 2,0 | 188 |
| Junio | 1,5 | 141 |
| Julio | 1,5 | 141 |
| Agosto | 2,5 | 235 |
| Septiembre | 4,0 | 376 |
| Octubre | 5,5 | 517 |
| Noviembre | 7,0 | 659 |
| Diciembre | 7,5 | 706 |
| Promedio mensual irradiancia diaria | 4,4 | 416 |
| Promedio irradiancia anual | 1.612,08 | 151.662 |

Fuente: modificado de Grossi; 2007.

Tabla 7.5.2: Recurso solar de generación asociado al 0,1% de la superficie irradiada.

| Promedio | Irradiancia | Energía (0,1% Superficie) | Potencia (0,1% Superficie) |
|-------------------------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|
| | (kWh/m ²) | (GWh) | (GW) |
| Promedio mensual irradiancia diaria | 4,4 | 416 | 17,31 |
| Promedio irradiancia anual | 1.612,08 | 151.662 | 17,31 |

Fuente: elaboración propia.

Considerando las celdas de silicio monocristalinas los porcentajes de energía solar convertidos a energía eléctricas son aproximadamente del 14%, mientras que las celdas de silicio multicristalino van de 13,2% en condiciones normales, ya que la eficiencia de las celdas cristalinas de silicio puede disminuir con el aumento de la temperatura. Para el caso de las plantas solares térmicas de concentración los porcentajes de energía solar convertidos a energía eléctricas son de alrededor del 15% para los sistemas directos y del 20% para los sistemas de torres (NREL-Solar SFV LCAH y NREL-Solar CSP LCAH). En la tabla 7.5.3 se presentan los valores ajustados por las eficiencias (tomando el valor menos favorable) para los potenciales de generación eléctrica por energía solar de concentración (CSP) y fotovoltaica (SFV).

Tabla 7.5.3: Potencial de generación ajustado por las eficiencias (menos favorables) para cada tipo de sistema de generación, Solar de concentración (CSP) y solar fotovoltaico (SFV) asociado al 0,1% de la superficie irradiada, cada una.

| Tipo de sistema | Eficiencia | Potencia (GW) |
|-----------------|------------|---------------|
| CSP | 15% | 2,60 |
| SFV | 13,2% | 2,29 |

Fuente: elaboración propia.

Para los primeros cálculos asociados a los costos y emisiones de GEI se utilizan valores más frecuentes para plantas de generación, considerando las plantas con potencias de 100 MW (0,1 GW).

7.5.6. Costos de generación eléctrica solar

7.5.6.1. Costos de generación por plantas solares CSP

El LCOE medio ponderado de las plantas de CSP cayó un 47% entre 2010 y 2019, desde 0,346 USD / kWh a 0,182 USD / kWh. El costo total promedio ponderado global de instalación de las plantas de CSP puestas en marcha en 2019 fue de 5774 USD / kW, una décima más que en 2018, pero un 36% menos que en 2010. Los datos de IRENA muestran que durante 2018 y 2019, los costos totales de instalación oscilaron entre 3.183 USD / kW y 8.645 USD / kW para proyectos de CSP con capacidad de almacenamiento de 4 a 8 horas. Proyectos con ocho horas o más de capacidad térmica de almacenamiento mostraron un rango más estrecho de variabilidad, de entre 4.077 USD / kW y 5.874 USD / kW. Se registró un aumento del factor de capacidad de las plantas termosolares del 30% en 2010 al 45% en 2019, debido a la tecnología mejorada, el despliegue en zonas con mejores recursos solares y el aumento en el número medio de horas de almacenamiento. Los datos en la base de de IRENA muestra un precio medio ponderado de la electricidad de 0,075 USD / kWh para proyectos de CSP encargado para 2021. Esto representa una reducción del 59% en comparación con el global proyecto ponderado LCOE para promedio en 2019 (figura 7.5.7) (IRENA; 2020).

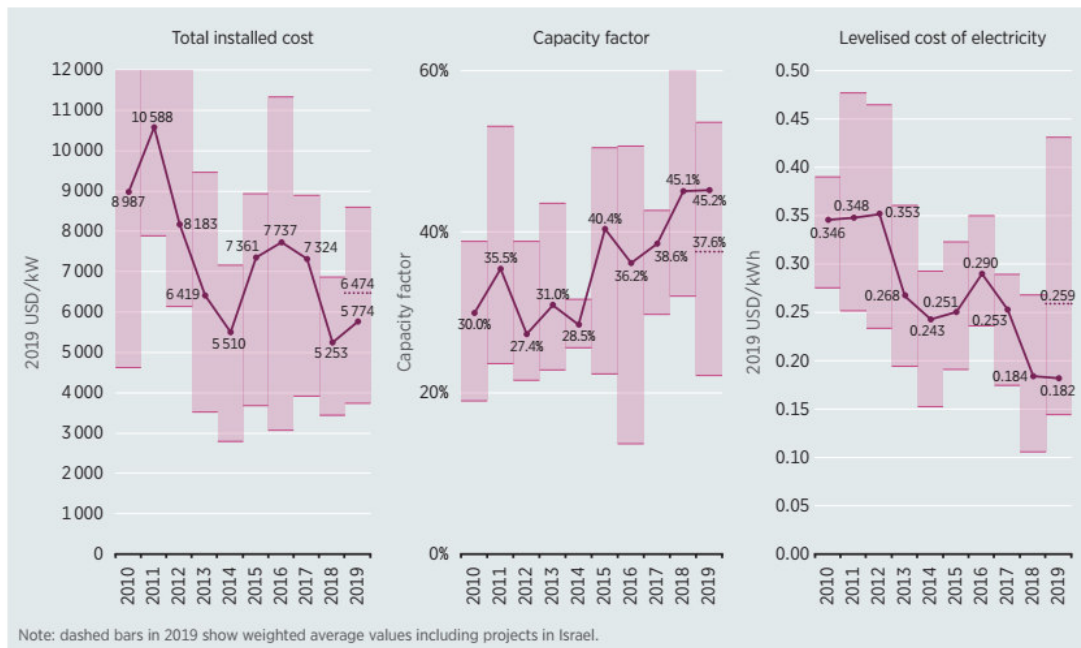


Figura 7.5.7: Costos de instalación totales globales promedio ponderado, factores de capacidad y LCOE para CSP, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

7.5.6.1.1 Costos totales de instalación

En los primeros años del desarrollo de plantas de CSP, el almacenamiento de energía térmica era a menudo antieconómico y su uso fue limitado. Desde 2015, casi ningún proyecto se ha construido o proyectado sin almacenamiento de energía térmica, ya que agregar almacenamiento de energía térmica es una forma rentable de aumentar los factores de capacidad y contribuye a un menor LCOE, además de una mayor flexibilidad en despacho durante el día. La capacidad del almacenamiento térmico medio para plantas PTC en la base de datos de IRENA Renovables aumentó de 3.3 horas entre 2010 y 2014 a 5,7 horas entre 2015 y 2019. Para los sistemas ST, el valor aumenta de 5 horas en el período 2010-2014 a 7,7 horas en el período 2015-2019. Mientras que los proyectos durante 2018 y 2019 tuvieron un promedio de 7,2 horas de almacenamiento. Esto es 2,2 veces mayor que el valor medio de proyectos encargados entre 2010 y 2014, y se espera que siga creciendo. Por ejemplo, el nivel medio de almacenamiento para proyectos en el "bajo construcción" o "en desarrollo" categorías de la base de datos SolarPACES, es de 11,7 horas (63% más que los de 2018-2019) para proyectos que se espera sean operativo en 2020 y 2021 (SolarPACES, 2020). Los costes totales de instalación de las plantas de CSP han caído entre 2010 y 2019, esto ha sido cierto incluso a medida que los proyectos desarrollados han aumentado el tamaño de sus sistemas de almacenamiento de energía térmica. Durante 2018 y 2019, los costos de instalación de las plantas de CSP con almacenamiento estaban a la par o algo menos, a veces dramáticamente, que los costos de capital de las plantas sin almacenamiento durante el periodo 2010-2014. Los costos de capital para CSP para proyectos para los cuales los datos de costos están disponibles en la Base de datos de los Costos de IRENA y que se encargaron en 2019 osciló entre 3.704 USD / kW y 8.645 USD / kW (figura 7.5.8).

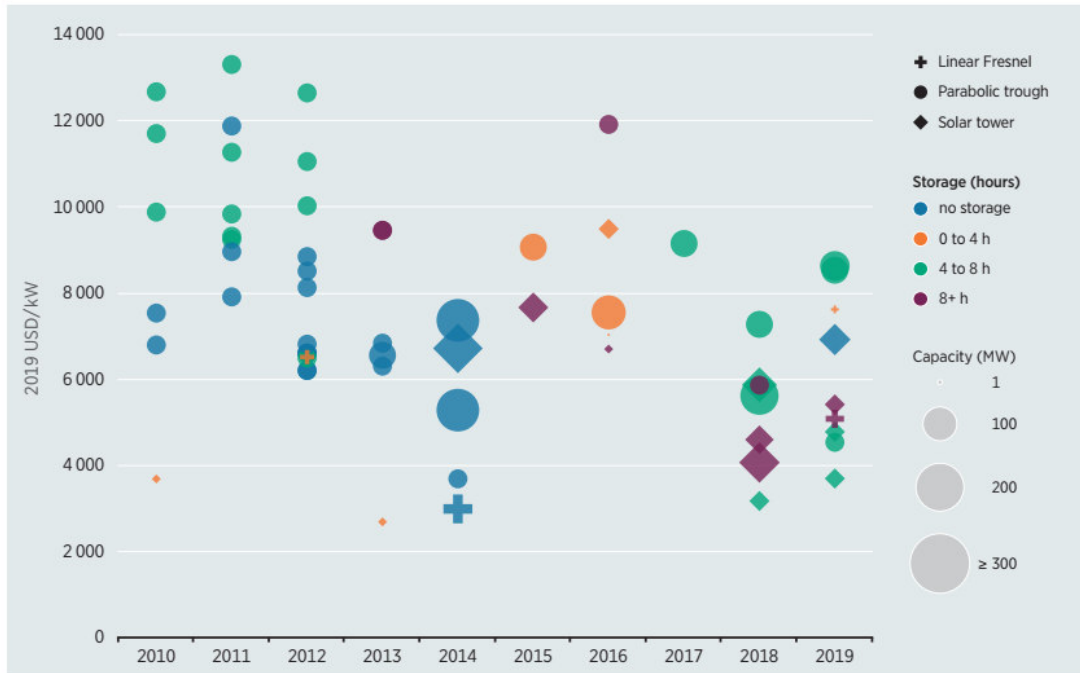


Figura 7.5.8: Costos totales de instalación para CSP por tamaño de proyecto, tipo de colector y capacidad de almacenamiento, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

El rango de costos de instalación en 2019 está entre 16% y 19% más que en 2018 (figura 7.5.8). La base de datos de costos de IRENA muestra un rango de costos de capital de entre 3.183 USD / kW y 8.645 USD / kW para proyectos de CSP con capacidades de almacenamiento de entre 4 y 8 horas. En el mismo período, el rango de costos de proyectos con 8 horas o más de las capacidades de almacenamiento térmico era más estrecha - entre 4.077 USD / kW y 5.874 USD / kW - y tuvo un valor máximo más bajo debido al hecho de estos proyectos estaban en China (IRENA; 2020).

7.5.6.1.2. Factores de capacidad

La calidad del recurso solar, junto con la configuración de la tecnología, es un factor determinante del factor de capacidad que se puede alcanzar para una ubicación determinada y tecnología utilizada. El factor de capacidad se puede aumentar al agregar capacidad de almacenamiento, pero hasta un cierto nivel, a partir del cual se obtienen rendimientos marginales decrecientes. Sin embargo, esta es una optimización de diseño compleja impulsada por el objetivo de minimizar el LCOE. El LCOE está siendo optimizado, dado el recurso solar del sitio, la capacidad de almacenamiento y el

tamaño del campo solar necesario para minimizar el LCOE y garantizar la utilización óptima del calor generado. Este es un equilibrio delicado, ya que los tamaños de campo solar más pequeños que los óptimos dan como resultado la utilización del sistema de almacenamiento de energía térmica y el bloque de potencia seleccionado. Un campo solar más grande que el tamaño de campo óptimo agregaría costos de capital adicional, pero con la generación potencial de calor se reduce a veces por falta de capacidad de almacenamiento y generación (figura 7.5.9). El hecho de que los costos del almacenamiento de energía térmica han bajado y las temperaturas de funcionamiento han aumentado, ha bajado el costo de almacenamiento y ha aumentado el nivel óptimo de almacenamiento para minimizar el LCOE en una ubicación dada (IRENA; 2020).

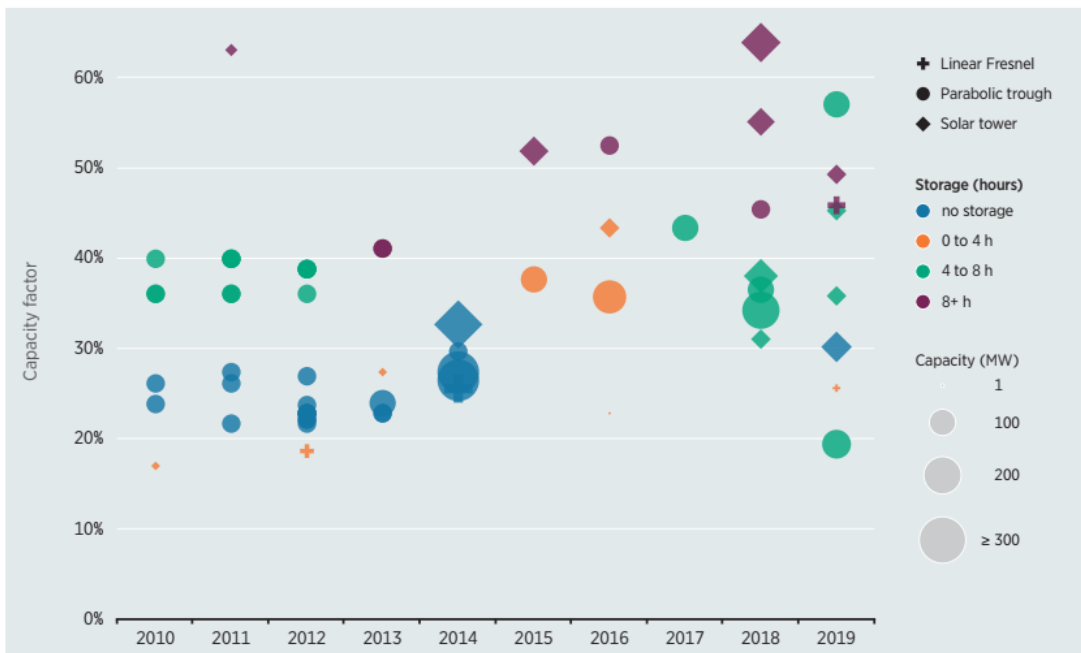


Figura 7.5.9: Tendencia de los valores del factor de capacidad para plantas CSP, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

Los valores del factor de capacidad para proyectos en la base de datos de costos renovables de IRENA durante 2018 y 2019 osciló entre 19% y 57% (figura 7.5.9). El mercado de la CSP ha experimentado un cambio de áreas con menores recursos solares en sus primeros años, hacia el desarrollo de proyectos en áreas con mayor irradiación, un nivel típicamente referenciado por la métrica anual de irradiancia normal directa (DNI). Proyectos con niveles de DNI más altos que las primeras instalaciones desarrolladas en España han entrado en funcionamiento en una amplia gama de

ubicaciones de altos recursos, como Marruecos, Chile y Sudáfrica. Además de la tendencia al aumento de la capacidad de almacenamiento, que a veces ha compensado una menor disponibilidad de DNI (por ejemplo, en el caso de China), el cambio hacia las ubicaciones de DNI ha sido un importante impulsor de aumento de los factores de capacidad de CSP (figura 7.5.10). Las temperaturas elevadas del fluido calor-transportador (HTF) también pueden contribuir a reducir los costos de almacenamiento. Para un nivel de DNI determinado y una configuración de planta fija, las temperaturas del HTF más altas permiten una mayor diferencia de temperatura entre el HTF –caliente- y los tanques de almacenamiento -en frío- que significan mayor energía (y por tanto mayor duración del almacenamiento) que se puede obtener para un tamaño de almacenamiento físico determinado (IRENA; 2020).

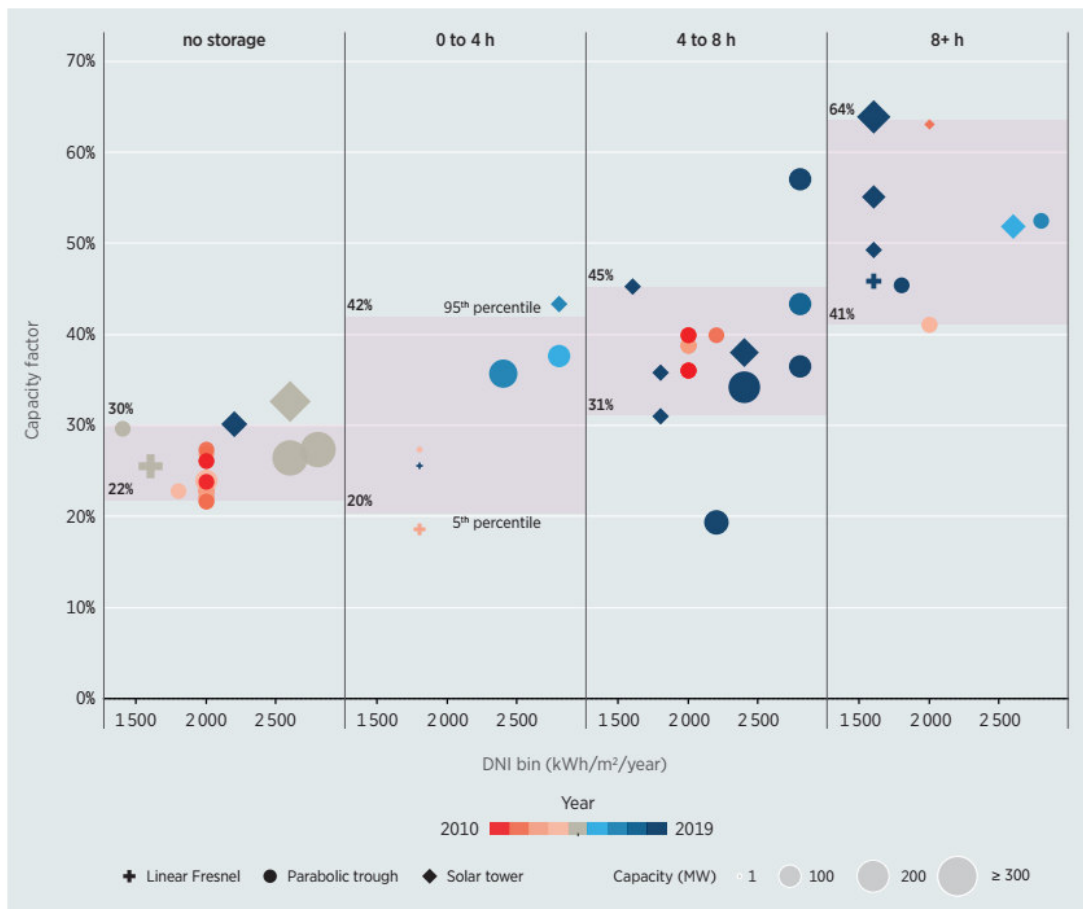


Figura 7.5.10: Tendencia de los valores del factor de capacidad para plantas DNI, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

7.5.6.1.3. Costos de operación y mantenimiento

Los costos totales de operación y mantenimiento (O&M) incluyen seguros y otros. Los costos de gestión de activos de las plantas de CSP son sustanciales en comparación con la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre. El rango típico de costos de operación y mantenimiento para plantas CSP en operación, con algunas excepciones, está en el rango de 0,02 USD / kWh a 0,04 USD / kWh. Aunque los costos de operación y mantenimiento en términos absolutos son altos en comparación con la energía solar fotovoltaica y muchos parques eólicos terrestres por kWh, los LCOE más altos de las plantas de CSP en la actualidad significan que la participación general de O&M no es tan alta como era de esperar. Análisis realizado por IRENA en 2019, aseguran que los costos de O&M promediaron alrededor del 18% del LCOE para proyectos en los países del G20. Históricamente, los mayores costos individuales de O&M para las plantas de CSP fueron los gastos para el receptor y reemplazos de espejos. A medida que el mercado ha evolucionado, nuevos diseños y tecnología mejorada han ayudado a reducir las tasas de falla para los receptores y la rotura de espejos, reduciendo estos costos. Los costos de operación y mantenimiento varían de un lugar a otro, sin embargo, dadas las diferencias en irradiación, diseño de plantas, tecnología, costes laborales y mercado individual precio de los componentes, vinculado a las diferencias de costos locales. El próximo análisis para los países del G20 proporciona estimaciones para una gama más amplia de mercados que los datos reportados históricamente. Esto tiene la ventaja de indicando posibilidades en la implementación de CSP en mercados anteriormente subdesarrollados. Los resultados indican que, en los mercados presentados, la gama general de los costos de operación y mantenimiento estén dentro del rango de 0,011 USD / kWh a 0,032 USD / kWh. La mayoría de los mercados evaluados en el análisis parecen ser capaz de lograr costos más cercanos al límite inferior de ese rango, sin embargo, en una señal de mejora de competitividad en los costos totales de funcionamiento (tabla 7.5.4) (IRENA; 2020).

Tabla 7.5.4: Costos estimados de O&M, incluidos seguros, para 2019 (IRENA; 2020).

| Country | Parabolic trough collectors (2019 USD/kWh) | Solar tower (2019 USD/kWh) |
|--------------------------|---|-------------------------------|
| Argentina | 0.025 | 0.023 |
| Australia | 0.027 | 0.026 |
| Brazil | 0.020 | 0.020 |
| China | 0.021 | 0.018 |
| France | 0.032 | 0.027 |
| India | 0.015 | 0.015 |
| Italy | 0.025 | 0.023 |
| Mexico | 0.016 | 0.015 |
| Morocco | 0.013 | 0.012 |
| Russian Federation | 0.024 | 0.022 |
| Saudi Arabia | 0.012 | 0.011 |
| South Africa | 0.013 | 0.012 |
| Spain | 0.024 | 0.022 |
| Turkey | 0.018 | 0.016 |
| United Arab Emirates | 0.018 | 0.020 |
| United States of America | 0.024 | 0.021 |

7.5.6.1.4. Costo nivelado de electricidad (LCOE)

Los menores costos totales de instalación y mayores factores de capacidad están impulsando la disminución del costo de electricidad de plantas CSP. El LCOE de CSP entre 2010 y 2012 se mantuvo relativamente estable, a nivel mundial el LCOE promedio ponderado fue de 0,346 USD / kWh a 0,353 USD / kWh (figura 7.5.11). Con el despliegue adicional de unos 800 MW en España y algunos proyectos en los Estados Unidos y otros mercados, en 2012, el LCOE aumentó sobre el de 2010 y la gama se amplió (figura 7.5.11). A partir de 2013, sin embargo, una tendencia a la baja en el LCOE de los proyectos se vuelve claramente visible. Datos de la base de datos de costos renovables de IRENA muestra estimaciones de LCOE promedio ponderado por proyecto durante 2013-2015 de alrededor de un tercio menos que lo observado en el período 2010-2012. Después de 2012, el mercado de la CSP también se alejó de España para mercados nuevos con mayores recursos solares. Más bien que solo los efectos del aprendizaje de la tecnología, es más probable, que estos DNI más altos ofrezcan una explicación más predominante de los LCOE más bajos durante ese segundo período. Sin embargo, si bien un cambio hacia ubicaciones de proyectos con

LCOE de PTC y los proyectos ST encargados en 2018 y 2019 variaron entre 0,100 USD / kWh y 0,243 USD / kWh (consistentemente por debajo del valor de 2017). En 2019, el LCOE promedio ponderado global de plantas CSP disminuyó 1% de su valor en 2018 y 47% de su valor en 2010, cuando se excluyen la influencia de los dos proyectos israelíes que están en línea durante 2019. A pesar de una implementación relativamente delgada en comparación con otras tecnologías, es probable que el mercado de la CSP continúe experimentando una tendencia a la baja en el costo de la electricidad, como lo indica la evolución de anuncios para proyectos de CSP en 2020 y 2021. Y también cada vez más dentro del extremo inferior del rango combustible fósil (figura 7.5.12). De la base de datos de IRENA se obtiene que el precio promedio ponderado de la electricidad para proyectos de CSP encargado en 2020 y 2021 estará en el rango de 0,075 USD / kWh y 0,094 USD / kWh. Esto representa una reducción del 48% al 59%, en comparación con el promedio ponderado global de LCOE en 2019. Estas cifras deben interpretarse con cuidado, sin embargo, dado que no son directamente comparables con la métrica LCOE discutida aquí. Sin embargo, los anuncios apuntan hacia el aumento competitividad de los proyectos de CSP, en comparación con alternativas de combustibles fósiles. Dado que es probable que los costos de CSP sigan disminuyendo, la tecnología puede jugar un papel importante en una transición hacia mayores cuotas de generación eléctrica en los mercados eléctricos con excelente recurso solar. Las plantas CSP, con su almacenamiento de energía térmica de bajo costo y larga duración y la capacidad de la tecnología para ser despachada cuando sea requerido, la convierte en una tecnología complementaria a la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre (IRENA; 2020).

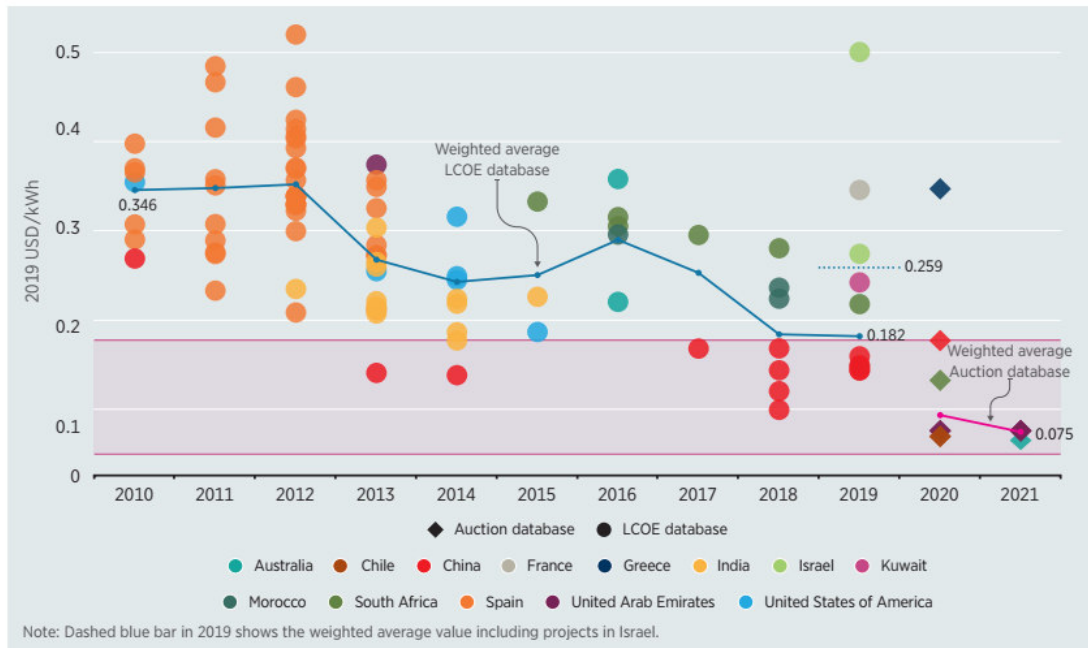


Figura 7.5.12: Tendencia del Costo nivelado de electricidad (LCOE) y precios de subasta para proyectos CSP, entre 2010 y 2021 (IRENA; 2020).

7.5.6.2. Costos de generación por energía solar fotovoltaica SFV

Considerando que la electricidad puede ser de autoproducción, o ser generada de modo aislado, o bien, puede ser de Servicio Público, lo cual implica la suma de Generación, la Transmisión y la Distribución, todo en el marco de la provisión de un servicio público; el LCOE promedio ponderado global de las plantas fotovoltaicas asociadas a la escala de servicio público, disminuyó en un 82% entre 2010 y 2019, desde alrededor de 0,378 USD / kWh a 0,068 USD / kWh en 2019, con una reducción año tras año del 13% (figura 7.5.13). El costo de instalación total promedio ponderado para proyectos en 2019 fue de 995 USD / kW, siendo un 79% menos que en 2010 y un 18% menos que en 2018. Mientras que el factor de capacidad promedio ponderado global para la energía solar fotovoltaica a escala de servicio público, aumentó de 13,8% en 2010 a 18,0% en 2019 (IRENA; 2020).

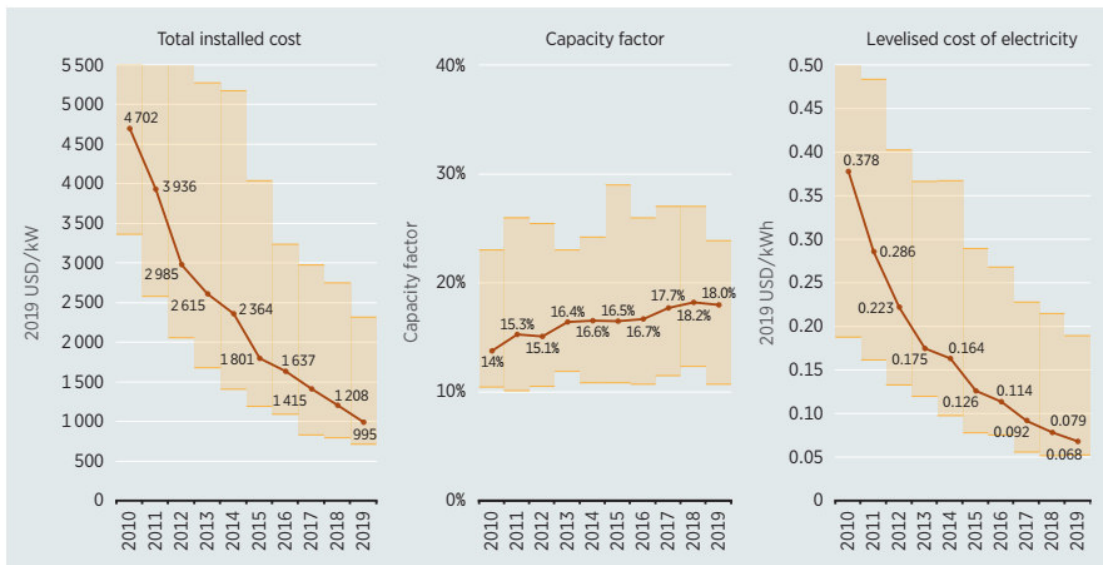


Figura 7.5.13: Costos totales de instalación globales promedio ponderado, factores de capacidad y LCOE, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

7.5.6.2.1. Costos totales de instalación

Durante el año 2019 la tendencia de los costos de los módulos solares fotovoltaicos ha continuado a la baja. Entre diciembre 2009 y diciembre de 2019, los precios de los módulos silicio cristalino disminuyeron entre un 87% y 92% para módulos vendidos en Europa. Y la reducción del costo promedio ponderado podría estar en el orden del 90% durante ese período. Entre diciembre de 2018 y diciembre de 2019, el costo de la tecnología de módulos convencional disminuyó 14%, alcanzando los 0,27 USD / W. Existe una amplia gama de costos, sin embargo, dependiendo del tipo de módulo considerado, los costos para diciembre de 2019 varían desde 0,21 USD / W para los módulos de menor costo hasta 0,38 USD / W. El costo de los módulos cristalinos de alta eficiencia en 0,37 USD / W estuvo ligeramente por encima de las ofertas de película fina, que se vendió por 0,36 USD / W durante ese período. Entre 2013 y 2019, los costos de los módulos a nivel de mercado disminuyeron entre 29% (Sudáfrica) y 69% (Francia), para los mercados para los que se dispone de datos históricos. Al mismo tiempo, ocurrieron reducciones de costos de módulos fotovoltaicos del 4% y el 30% en todos los mercados evaluados entre 2018 y 2019 (figura 7.5.14). Aunque la escala de fabricación y la experiencia todavía juegan un papel importante para alcanzar bajos costos de módulos fotovoltaicos, las recientes reducciones de costos de módulos están estrechamente relacionadas con la optimización del proceso de fabricación y ganancias

de eficiencia asociadas con la implementación de mejores tecnologías; donde la eficiencia media de los módulos cristalinos ha aumentado del 14,7% en 2010 al 19,2% en 2019. En los módulos solares fotovoltaicos, las mayores eficiencias se traducen en áreas más pequeñas requeridas para una potencia determinada y por tanto en menores costos del módulo fotovoltaico por vatio, como así también, los costos del resto del sistema relacionados con el área de la instalación solar (por ejemplo, estanterías y estructuras de montaje, cableado, etc.) (figura 7.5.14) (IRENA; 2020).

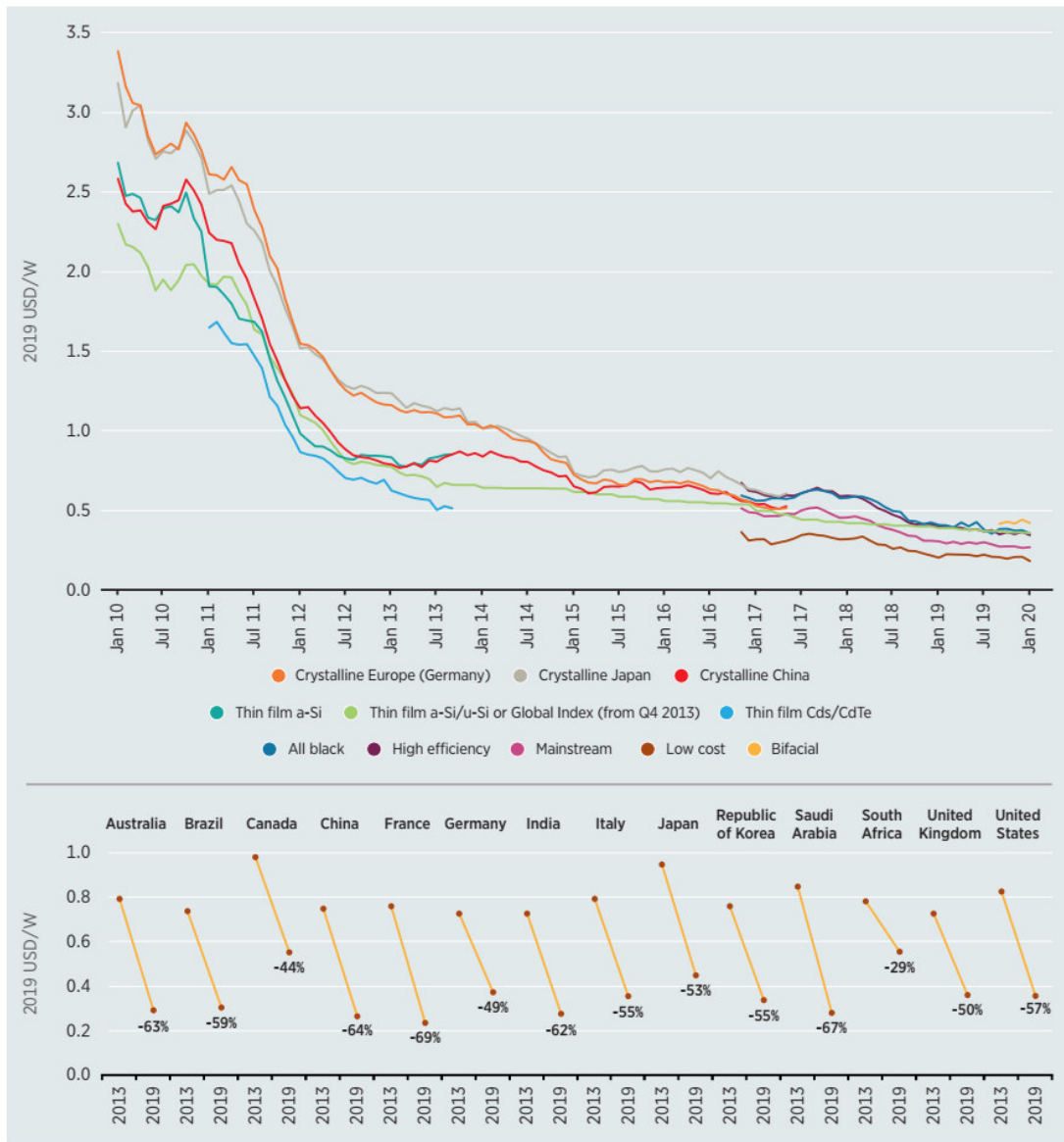


Figura 7.5.14: Costos por vatio (USD/W) por tipo de célula fotovoltaica y en el tiempo (IRENA; 2020).

Los costos totales de instalación promedio ponderada de los proyectos en 2019 fue de 995 USD / kW (18% menos que en 2018 y 79% menos que en 2010). Durante 2019, el rango entre los percentiles 5% y 95% para todos los proyectos se redujo a un rango entre 714 USD / kW y 2320 USD / kW, un 10% y 16% menos que en 2018, respectivamente. Con el tiempo, las estructuras de costos han seguido madurando en un número creciente de mercados y en comparación con 2010, los valores de los percentiles 5% y 95%, fueron 79% y 71% menores, respectivamente (figura 7.5.15). Las reducciones totales de costos de instalación están relacionadas a varios factores, los procesos de fabricación mejorados, los costos laborales reducidos y la mejora en la eficiencia del módulo (nuevas tecnologías) son la clave para costos más bajos. En 2019, se han producido importantes reducciones en los costos totales de instalación en todos los principales mercados como China, India, Japón, República de Corea y Estados Unidos. Un número creciente de proyectos competitivos en la India condujo a un costo total de instalación promedio ponderado de 618 USD / kW en 2019, alrededor de una quinta parte más bajo que en China (IRENA; 2020).

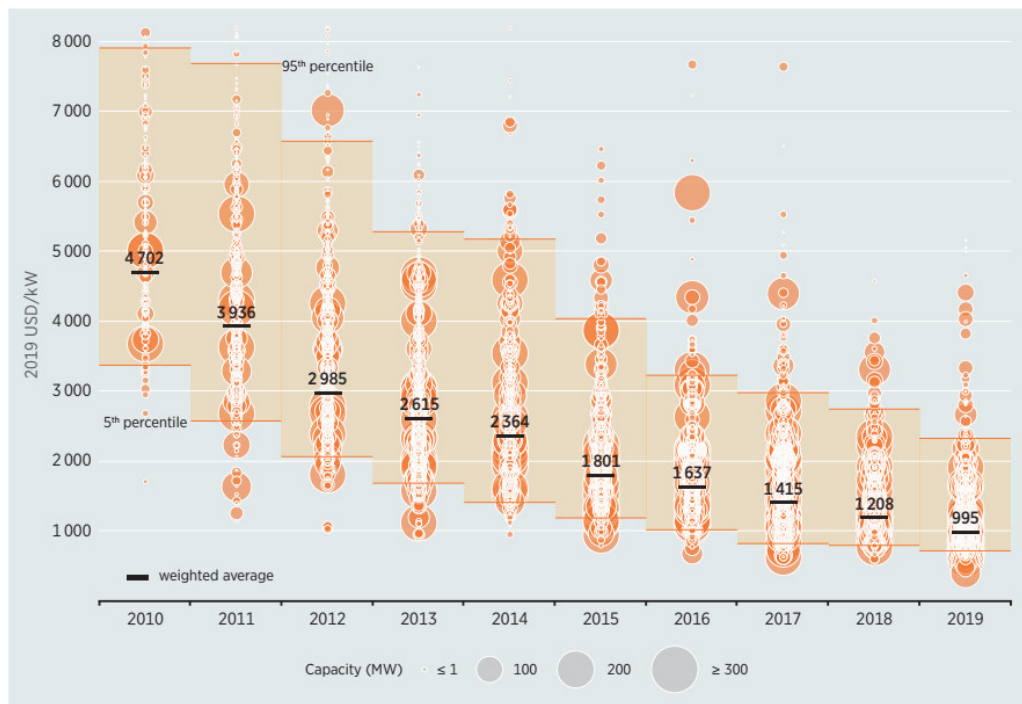


Figura 7.5.15: Costos totales de instalación y valores promedio ponderado para distintas capacidades (IRENA; 2020).

Aunque la tecnología solar fotovoltaica sigue madurando, persisten las diferencias regionales en los costos. Esto es cierto para los componentes de los costos del módulo e inversor y para el BoS (el resto del sistema componentes). A nivel mundial, las reducciones de costos para módulos e inversores representaron el 62% de la disminución del costo total de instalación promedio ponderado global entre 2010 y 2019. Por lo tanto, los costos de BoS son también un contribuyente importante a la disminución en los costos totales de instalación promedio ponderado global, con 13% de la reducción global procedente de menores costos de instalación, 7% de estanterías, 3% de otros hardware BoS (por ejemplo, cables, cajas de conexiones, etc.) y 15% de una variedad de categorías más pequeñas. Esto ha sido impulsado por presiones competitivas, mayor experiencia del instalador, la difusión de las mejores prácticas de instalación y mejoras de eficiencia en los módulos que reducen los costos relacionados con BoS. Entender las diferencias en el costo individual de los componentes de los sistemas fotovoltaicos sigue siendo clave para comprender cómo desbloquear un mayor potencial de reducción de costos. Por lo tanto, adoptar políticas que puedan aportar en mejorar los costos de BoS y los costos blandos (permisos, diseño de sistemas, etc.) en particular, proporciona la oportunidad de mejorar las estructuras de costos hacia niveles de mejores prácticas. Reducir los obstáculos administrativos asociados con el permiso o la conexión, es un buen ejemplo de política, que pueden desbloquear oportunidades de reducción de costos. A medida que los mercados continúan madurando, se espera que algunas de las diferencias de costos tienda a declinar (IRENA; 2020).

Los costos totales de instalación de energía solar fotovoltaica a escala de servicio público en 2019 varían desde un mínimo de 618 USD / kW en la India hasta un máximo de 2.117 USD / kW en Rusia en 2019. En promedio, en 2019, los costos de BoS (excluidos los inversores) representan aproximadamente el 64% de los costos totales del sistema (figura 7.5.16). El costo general, de los costos suaves (soft costs) comprende alrededor del 40% de los costos totales de BoS y aproximadamente una cuarta parte, en promedio, de los costos totales de instalación (IRENA; 2020).

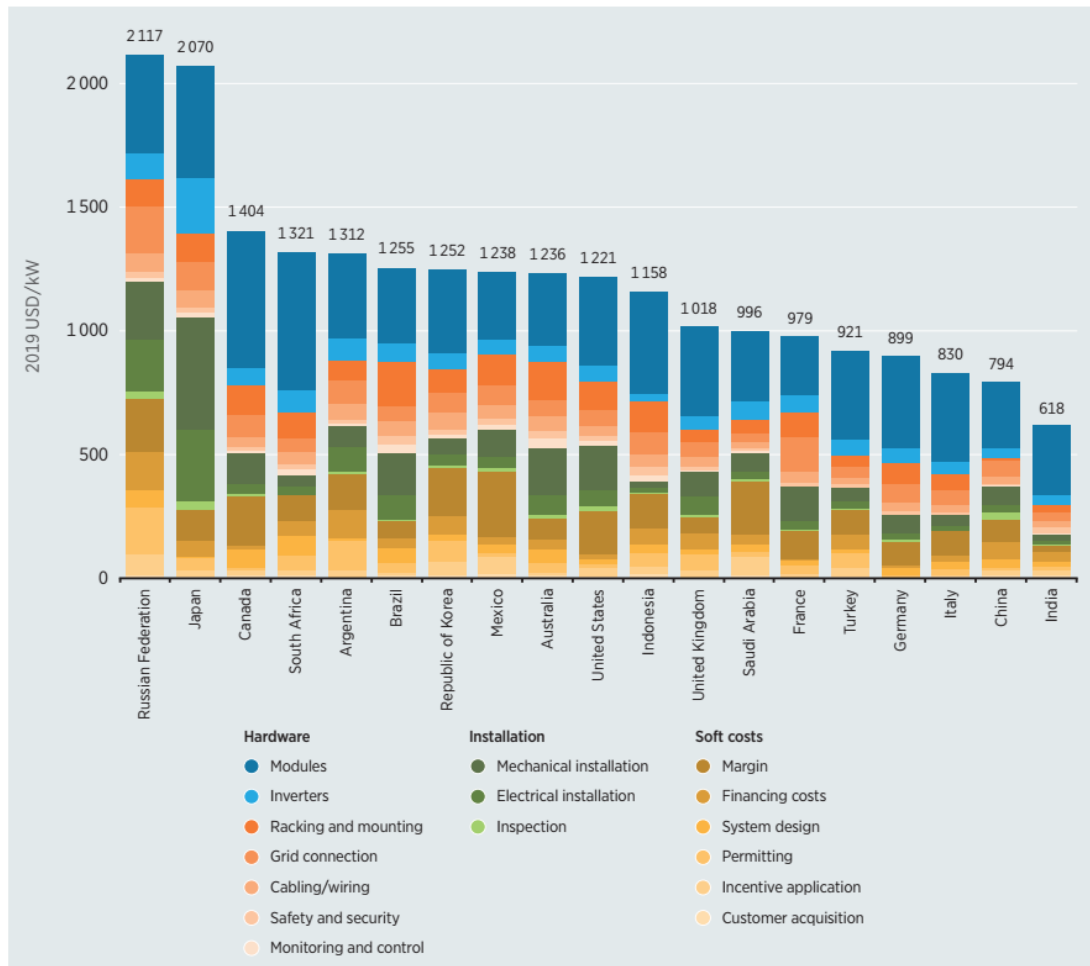


Figura 7.5.16: Costos de instalación por país en 2019 (IRENA; 2020).

En el sector fotovoltaico residencial, desde 2010, la disminución en la tendencia de los costos de instalación también ha sido visible en una amplia gama de países. El mercado de energía solar fotovoltaica residencial en techos (azoteas) ha tenido costos generalmente más altos que el sistema a escala de servicio público debido a su pequeña escala. Dependiendo del mercado, los costos totales de instalación en el sector residencial (tabla 7.5.5) disminuyeron del rango 4.277 a 7.756 USD / kW en 2010 al rango de 840 a 4.096 USD / kW en 2019, mostrando una disminución de entre el 47% y el 80%. Mientras que los costos totales de instalación en el sector comercial (tabla 7.5.5) disminuyeron entre 5.405 USD / kW y 8.534 USD / kW en 2010 para caer en el rango de 760 a 3.081 USD / kW en 2019 (una disminución de entre el 64% y el 86%) (IRENA; 2020).

Tabla 7.5.5: Costos totales instalados de los sectores residencial y comercial en distintos países, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

| Sector | Market | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|-------------|--------------------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2019 USD/kW | | | | | | | | | |
| Residencial | Australia | 7 715 | 6 126 | 4 301 | 3 670 | 3 424 | 2 198 | 1 988 | 1 738 | 1 557 | 1 380 |
| | Brazil | | | | 3 947 | 3 657 | 3 458 | 2 664 | 2 126 | 1 604 | 1 350 |
| | China | | | 2 823 | 2 432 | 2 330 | 1 672 | 1 591 | 1 436 | 1 079 | 840 |
| | France | | 9 797 | 6 950 | 5 773 | 4 231 | 2 359 | 2 174 | 1 967 | 1 771 | 1 600 |
| | Germany | 4 277 | 3 634 | 2 712 | 2 414 | 2 229 | 1 750 | 1 704 | 1 645 | 1 746 | 1 646 |
| | India | | | | 2 374 | 2 276 | 1 501 | 1 326 | 1 093 | 916 | 840 |
| | Italy | 6 949 | 6 106 | 4 031 | 3 660 | 2 438 | 1 983 | 1 803 | 1 676 | 1 527 | 1 460 |
| | Japan | 7 314 | 7 228 | 6 237 | 4 601 | 3 771 | 3 313 | 2 927 | 2 685 | 2 361 | 2 250 |
| | Malaysia | | | | 2 871 | 2 861 | 2 423 | 2 227 | 1 792 | 1 466 | 1 191 |
| | Republic of Korea | | | | 3 036 | 3 056 | 2 166 | 2 079 | 1 707 | 1 527 | 1 440 |
| | South Africa | | | | 4 140 | 3 684 | 3 109 | 2 916 | 2 602 | 2 231 | 1 843 |
| | Spain | | | | 2 871 | 2 438 | 1 758 | 1 633 | 1 509 | 1 445 | 1 410 |
| | Switzerland | | | | 3 864 | 3 440 | 3 216 | 3 022 | 2 716 | 2 421 | 2 173 |
| | Thailand | | | | 4 019 | 3 121 | 2 798 | 2 726 | 2 362 | 1 944 | 1 388 |
| | United Kingdom | | | | 3 300 | 3 475 | 3 007 | 2 668 | 2 692 | 2 597 | 2 566 |
| | California (US) | 7 756 | 7 325 | 6 323 | 5 475 | 5 155 | 5 231 | 5 053 | 4 529 | 4 294 | 4 096 |
| | Other US states | 7 705 | 7 049 | 5 697 | 4 921 | 4 954 | 4 925 | 4 280 | 3 844 | 3 702 | 3 652 |
| Commercial | Australia | | | | | 2 846 | 2 222 | 1 957 | 1 674 | 1 562 | 1 464 |
| | Brazil | | | | | | | 2 126 | 1 565 | 1 228 | 1 040 |
| | China | | 3 193 | 2 495 | 2 118 | 1 661 | 1 403 | 1 285 | 1 226 | 936 | 760 |
| | France | 8 534 | 4 145 | 2 889 | 2 932 | 2 880 | 2 262 | 1 854 | 2 138 | 1 999 | 1 678 |
| | Germany | | 3 496 | 2 259 | 1 927 | 1 691 | 1 267 | 1 354 | 1 290 | 1 260 | 1 130 |
| | India | | | | | | | | 1 010 | 901 | 817 |
| | Italy | 5 405 | 4 611 | 2 600 | 2 053 | 2 016 | 1 571 | 1 442 | 1 311 | 1 181 | 1 140 |
| | Japan | | | 5 238 | 4 212 | 3 122 | 2 421 | 2 356 | 2 269 | 2 076 | 1 980 |
| | Malaysia | | | | | 2 650 | 1 885 | 1 818 | 1 271 | 1 053 | 0 921 |
| | Republic of Korea | | | | | | | | 1 644 | 1 445 | 1 290 |
| | Spain | | 4 305 | 3 756 | 3 519 | 3 168 | 1 437 | 1 421 | 1 249 | 1 140 | 1 080 |
| | United Kingdom | | | | | | | 1 884 | 1 730 | 1 662 | 1 647 |
| | Arizona (US) | 7 032 | 6 218 | 5 480 | 4 341 | 3 574 | 3 834 | 3 437 | 3 107 | 2 687 | 2 480 |
| | California (US) | 6 491 | 6 267 | 4 970 | 4 634 | 3 668 | 3 569 | 3 697 | 3 505 | 3 197 | 3 081 |
| | Massachusetts (US) | 6 935 | 6 315 | 4 973 | 4 229 | 4 004 | 3 706 | 3 620 | 3 065 | 3 007 | 2 652 |
| | New York (US) | 7 305 | 6 550 | 5 475 | 4 247 | 3 786 | 3 500 | 3 253 | 2 827 | 2 679 | 2 508 |

7.5.6.2.2. Factores de capacidad

El factor de capacidad promedio ponderado global para nuevas instalaciones solares de energía fotovoltaica aumentó del 13,8% en 2010 al 18,0% en 2019. El aumento ha sido constante cada año entre 2010 y 2018, donde el factor de capacidad parece estabilizarse alrededor de la marca del 18% (tabla 7.5.6). La evolución del promedio ponderado global del factor de capacidad es el resultado de múltiples elementos actuando al mismo tiempo. Factores de capacidad más altos en los últimos años han sido impulsados por el desarrollo de plantas de generación en regiones con mayor irradiación solar, el mayor uso de dispositivos de rastreo en la escala de servicio público en el segmento de grandes mercados y otros factores que han hecho una contribución menor (por ejemplo, reducción de las pérdidas del sistema).

Tabla 7.5.6: Factores de capacidad globales promedio ponderado, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020)

| Year | 5 th percentile | Weighted average | 95 th percentile |
|------|----------------------------|------------------|-----------------------------|
| 2010 | 10.5% | 13.8% | 23.0% |
| 2011 | 10.1% | 15.3% | 26.0% |
| 2012 | 10.5% | 15.1% | 25.4% |
| 2013 | 11.9% | 16.4% | 23.0% |
| 2014 | 10.8% | 16.6% | 24.4% |
| 2015 | 10.8% | 16.5% | 29.0% |
| 2016 | 10.7% | 16.7% | 25.9% |
| 2017 | 11.5% | 17.7% | 27.0% |
| 2018 | 12.3% | 18.2% | 27.0% |
| 2019 | 10.7% | 18.0% | 23.9% |

7.5.6.2.3. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las plantas solares fotovoltaicas a gran escala han disminuido en los últimos años. Sin embargo, en ciertos mercados, la participación de estos costos en el LCOE total ha aumentado, ya que los costos de capital han caído más rápido que los costos de operación y mantenimiento. Éstos últimos se han reducido impulsado por mejoras en la eficiencia del módulo, que han reducido la superficie requerida por megavatio (MW) de capacidad. Al mismo tiempo, mayor competitividad y mejoras en la confiabilidad de la tecnología han dado lugar a

diseños optimizados de sistemas para reducir los costos de operación y mantenimiento. Se suman, estrategias de O&M que aprovechan una variedad de innovaciones: desde limpieza robótica hasta análisis "*big data*" de información de desempeño para identificar problemas e intervenciones preventivas antes de fallas para reducir tanto los costos de operación y mantenimiento, como el tiempo de inactividad. Para el período 2018-2019, las estimaciones de costos de O&M para plantas a gran escala en los Estados Unidos han reportado entre 10 USD / kW y 18 USD / kW por año. Si se asume una estimación media de 14 USD / kW, los costos de operación y mantenimiento a escala de servicio público en los Estados Unidos se han reducido a la mitad desde 2011. Los costos recientes allí parecen estar dominados por el mantenimiento preventivo y limpieza de módulos, que componen tanto como el 75% y el 90% del total, dependiendo del tipo de sistema y la configuración. El resto de los costos de O&M pueden atribuirse a mantenimiento no programado, costos de arrendamiento de terrenos y otros costos de reemplazo de componentes. Los costos promedio de operación y mantenimiento a escala de servicios públicos en Europa se informó recientemente en 10 USD / kW por año, con datos históricos de Alemania indican una reducción del 85% entre 2005 y 2017, a 9 USD / kW por año. Este resultado indica que ha habido una reducción de entre un 15,7% y el 18,2% con cada duplicación de la capacidad instalada acumulada de la energía solar fotovoltaica. Para 2019, los cálculos del LCOE solar fotovoltaico se asume (IRENA; 2020) costos de operación y mantenimiento a escala de servicio público de 18,3 USD / kW por año para proyectos en la OCDE. Para proyectos comisionados en países no OCDE durante ese año, se estima un costo de 9,5 USD / kW por año. Estos son los costos totales estimados de operación y mantenimiento "todo incluido", por lo que debe incluir costos como costos de seguros y administración de activos que a veces no se informa en todas las encuestas de O&M.

7.5.6.2.4. Costo nivelado de la energía (LCOE)

La rápida disminución de los costos totales de instalación, el aumento de los factores de capacidad y la caída de los costos de operación y mantenimiento, contribuyó a la notable reducción en el costo de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica y la mejora de su competitividad económica. El LCOE promedio ponderado global de las plantas fotovoltaicas a escala de servicio público disminuyó en un 82% entre 2010 y

2019, desde alrededor de 0,378 USD / kWh a solo 0,068 USD / kWh. Esta estimación de 2019 también representa una disminución interanual del 13% con respecto a 2018. A nivel mundial, el rango del LCOE continúa reduciéndose, el percentil del 5 al 95 de proyectos en 2019 osciló entre 0,052 USD / kWh y 0,190 USD / kWh, que representa una disminución del 72% y 63% en el percentil 5 y percentil 95, respectivamente, comparados con 2010. El valor del percentil 5 se mantuvo estable entre 2018 y 2019, mientras que el valor del percentil 95 disminuyó 12% durante ese período (figura 7.5.17). La tendencia a la baja en el LCOE de la energía solar fotovoltaica a escala de servicio público por país se presenta en la figura 7.5.17. Entre 2010 y 2019, el LCOE promedio ponderado disminuyó entre un 66% y un 85%, dependiendo del país. La mayor reducción en el sector a esa escala podría ser observado en la India, donde entre 2010 y 2019, los costos disminuyeron en un 85%, hasta alcanzar los 0,045 USD / kWh, un valor del 34% inferior al global ponderado promedio para ese año como se informa en la figura 7.5.15. Después de India, China y España fueron los países con más LCOE competitivos, con valores de 0,054 USD / kWh y 0,056 USD / kWh, respectivamente, para 2019 (un quinto y un cuarto más que en India). El LCOE a gran escala tanto en los Estados Unidos como en Italia fue de 0,068 USD / kWh. En los Estados Unidos, un mercado donde los costos de BoS se han mantenido altos en el pasado, muestra una reducción de LCOE probablemente impulsada por la caída de los costos del BoS en aproximadamente una cuarta parte durante ese período (IRENA; 2020).

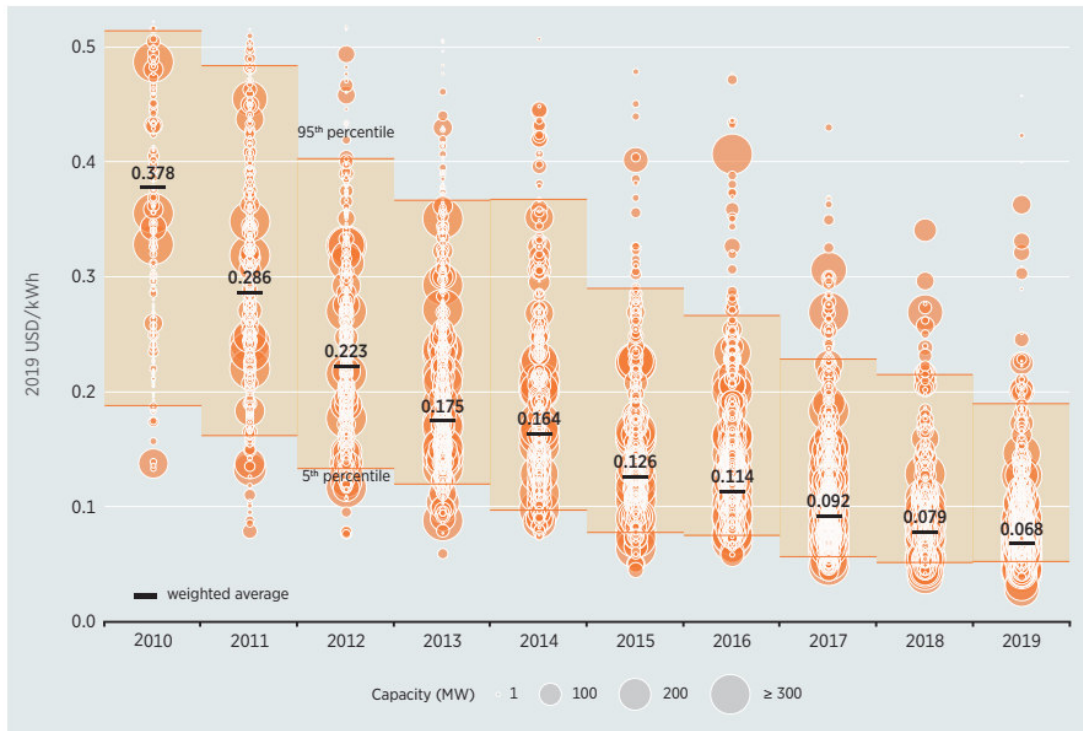


Figura 7.5.17: Costos nivelados de la electricidad (LCOE) y rangos para distintas capacidades, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

El LCOE de los sistemas fotovoltaicos residenciales también experimentó una fuerte reducción. En la tabla 7.5.6 se puede observar que el LCOE de tales sistemas disminuyó del rango de 0,301 USD / kWh y 0,455 USD / kWh en 2010 a 0,063 USD / kWh y 0,265 USD / kWh en 2019: una disminución de entre 42% y 79%. Alemania, un mercado que ha tenido un gran crecimiento impulsor de la energía solar fotovoltaica residencial durante los últimos diez años, tiene costos de instalación totales muy competitivos, pero recursos solares relativamente pobres. Asimismo, el LCOE de sistemas residenciales de Alemania disminuyó en más de la mitad entre 2010 y 2019. En Japón, por su parte, disminuyó 64% durante el mismo período, y reducciones más pronunciadas de LCOE (alrededor de tres cuartas partes) ocurrieron en otros mercados históricos con mejores recursos, como Italia y Australia. Datos disponibles desde 2013 de India, China, Australia, España y Malasia muestran que en estas ubicaciones (figura 7.5.18), que tienen buenas condiciones de irradiación y han experimentado cada vez más competitividad el rango del LCOE disminuyó entre 2013 y 2019, en el rango de 0,156 USD / kWh y USD 0,220 / kWh al rango de 0,071 USD / kWh y 0,121 USD / kWh, una disminución del 46% y 57% (IRENA; 2020).

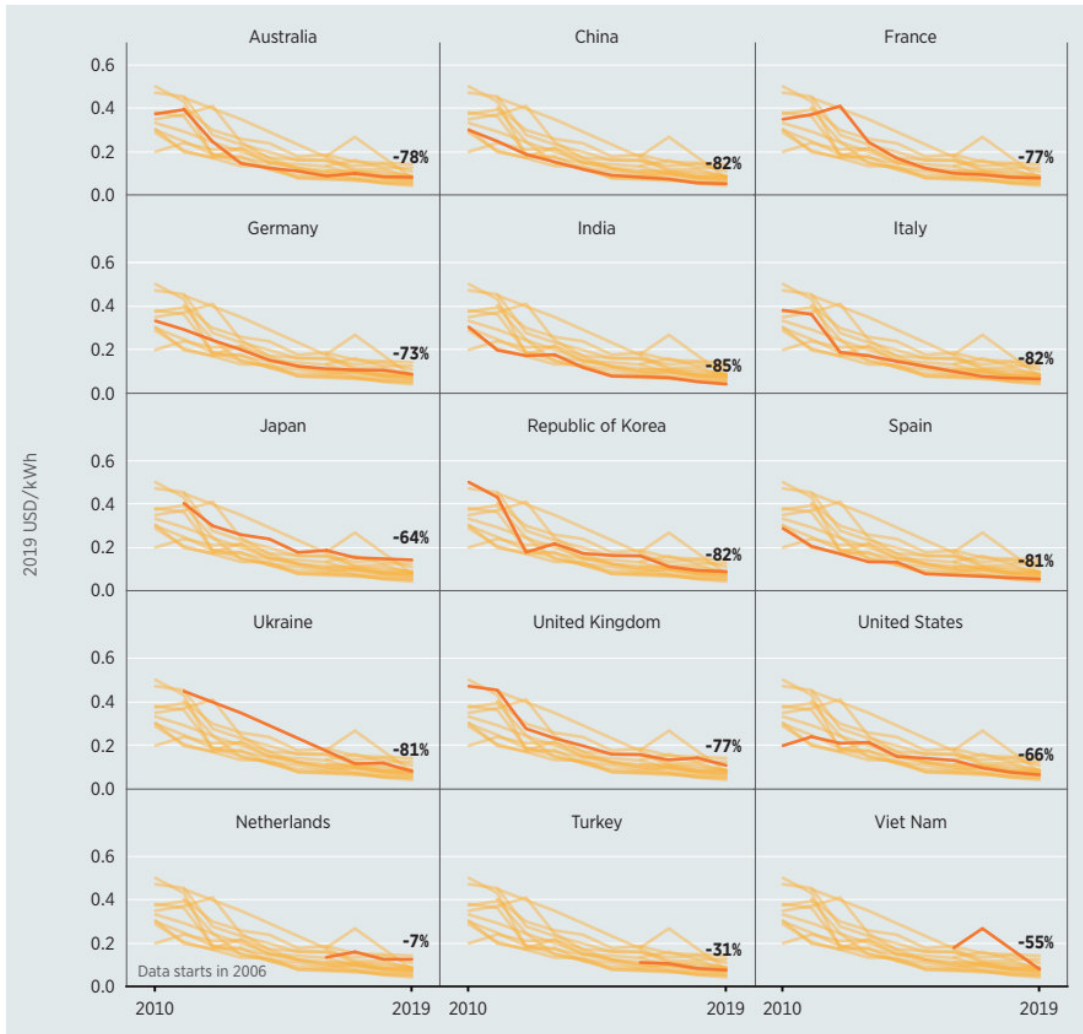


Figura 7.5.18: Costos promedio ponderado para distintos países, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

El LCOE de sistemas fotovoltaicos residenciales en India, China y Australia se ha mantenido por debajo de USD 0,096 / kWh desde 2017. Durante 2019, los costos de LCOE más competitivos para esta energía ocurrieron en India, a 0,063 USD / kWh, con los costos Chinos solo un 7% más altos (tabla 7.5.7). En 2019, en la India y China se pueden encontrar el LCOE promedio más bajo para la energía fotovoltaica (PV) de hasta 500 kW, a 0,062 USD / kWh y 0,064 USD / kWh, respectivamente (tabla 7.5.7); y entre 2017 y 2019, los LCOE han caído un 12% y 26%, respectivamente. Desde 2017, estos dos mercados han sido más competitivos en términos de LCOE para los sistemas comerciales, después de haber socavado el *benchmark* de referencia del LCOE para sistemas comerciales: Australia. Esto es a pesar de una reducción del 20% del LCOE

en Australia entre 2017 y 2019. Los mercados con el LCOE más alto en 2019 fueron el Reino Unido y el Estado de Massachusetts (EE.UU.), con 0,187 USD / kWh y 0,186 USD / kWh, respectivamente. En general, el rango de LCOE fotovoltaico comercial por mercados disminuyó entre 0,259 USD / kWh y 0,625 USD / kWh en 2010 a 0,062 USD / kWh y 0,187 USD / kWh en 2019 – una reducción entre el 70% y el 76% (IRENA; 2020).

Tabla 7.5.7: Costos nivelados de la electricidad (LCOE) para los sectores residencial y comercial para distintos países o estados, entre 2010 y 2019 (IRENA; 2020).

| Sector | Market | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--------------------|-------------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2019 USD/kWh | | | | | | | | | |
| Residencial | Australia | 0.319 | 0.258 | 0.187 | 0.163 | 0.154 | 0.106 | 0.098 | 0.089 | 0.082 | 0.075 |
| | Brazil | | | | 0.261 | 0.244 | 0.232 | 0.187 | 0.155 | 0.125 | 0.111 |
| | China | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| | France | | 0.712 | 0.516 | 0.435 | 0.330 | 0.201 | 0.188 | 0.174 | 0.161 | 0.149 |
| | Germany | 0.301 | 0.261 | 0.204 | 0.185 | 0.174 | 0.144 | 0.141 | 0.138 | 0.144 | 0.138 |
| | India | | | | 0.132 | 0.128 | 0.093 | 0.085 | 0.074 | 0.067 | 0.063 |
| | Italy | 0.405 | 0.360 | 0.248 | 0.228 | 0.162 | 0.137 | 0.128 | 0.121 | 0.113 | 0.109 |
| | Japan | 0.455 | 0.450 | 0.393 | 0.298 | 0.250 | 0.224 | 0.202 | 0.188 | 0.169 | 0.163 |
| | Malaysia | | | | 0.185 | 0.185 | 0.161 | 0.151 | 0.127 | 0.109 | 0.095 |
| | Republic of Korea | | | | 0.224 | 0.225 | 0.170 | 0.164 | 0.141 | 0.130 | 0.125 |
| | South Africa | | | | 0.200 | 0.180 | 0.156 | 0.148 | 0.134 | 0.119 | 0.102 |
| | Spain | | | | 0.181 | 0.158 | 0.122 | 0.116 | 0.109 | 0.106 | 0.104 |
| | Switzerland | | | | 0.304 | 0.274 | 0.259 | 0.246 | 0.225 | 0.205 | 0.188 |
| | Thailand | | | | 0.250 | 0.201 | 0.183 | 0.179 | 0.159 | 0.137 | 0.106 |
| | United Kingdom | | | | 0.327 | 0.342 | 0.302 | 0.274 | 0.276 | 0.268 | 0.265 |
| | California (US) | 0.306 | 0.290 | 0.253 | 0.222 | 0.210 | 0.213 | 0.207 | 0.187 | 0.179 | 0.171 |
| | Other US states | 0.304 | 0.280 | 0.230 | 0.202 | 0.203 | 0.202 | 0.178 | 0.162 | 0.157 | 0.155 |
| | Commercial | Australia | | | | | 0.131 | 0.107 | 0.097 | 0.086 | 0.082 |
| Brazil | | | | | | | | 0.155 | 0.123 | 0.104 | 0.093 |
| China | | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |
| France | | 0.625 | 0.324 | 0.237 | 0.240 | 0.237 | 0.194 | 0.166 | 0.186 | 0.176 | 0.154 |
| Germany | | | 0.253 | 0.176 | 0.155 | 0.140 | 0.114 | 0.119 | 0.115 | 0.114 | 0.105 |
| India | | | | | | | | | 0.071 | 0.066 | 0.062 |
| Italy | | 0.322 | 0.279 | 0.171 | 0.141 | 0.139 | 0.115 | 0.108 | 0.101 | 0.094 | 0.092 |
| Japan | | | | 0.335 | 0.276 | 0.213 | 0.172 | 0.169 | 0.164 | 0.153 | 0.147 |
| Malaysia | | | | | | 0.173 | 0.132 | 0.128 | 0.099 | 0.087 | 0.080 |
| Republic of Korea | | | | | | | | | 0.137 | 0.125 | 0.115 |
| Spain | | | 0.257 | 0.228 | 0.215 | 0.197 | 0.105 | 0.105 | 0.096 | 0.090 | 0.087 |
| United Kingdom | | | | | | | | 0.207 | 0.194 | 0.189 | 0.187 |
| Arizona (US) | | 0.279 | 0.249 | 0.222 | 0.180 | 0.152 | 0.162 | 0.147 | 0.135 | 0.120 | 0.112 |
| California (US) | | 0.259 | 0.251 | 0.203 | 0.191 | 0.156 | 0.152 | 0.157 | 0.150 | 0.138 | 0.134 |
| Massachusetts (US) | | 0.433 | 0.397 | 0.320 | 0.277 | 0.264 | 0.247 | 0.242 | 0.210 | 0.206 | 0.186 |
| New York (US) | | 0.439 | 0.397 | 0.337 | 0.268 | 0.243 | 0.227 | 0.213 | 0.189 | 0.181 | 0.171 |

En las tablas 7.5.8 y 7.5.9 se resumen los costos de instalación, operación y mantenimiento y nivelado promedio ponderado (LCOE) para la generación de energía eléctrica para las tecnologías solares de concentración (CSP) y solar fotovoltaica (SFV), respectivamente.

Tabla 7.5.8: Costos de instalación, O&M y LCOE de CSP.

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|------------------------------|----------------|
| | | | 5.774 USD/kW | Costos anuales: 0,04 USD/kWh | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 100 | 329,38 | 37,6% | 577,4 | 13,175 | 0,227 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.5.9: Costos de instalación, O&M y LCOE de SFV.

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|---------------------------------------|----------------|
| | | | 995 USD/kW | Costos totales O&M anuales: 18 USD/kW | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 100 | 157,68 | 18% | 99,5 | 1,80 | 0,079 |

Fuente: elaboración propia.

7.5.7. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación solar.

A continuación, se desarrollan las cuantificaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero en términos de gramos de dióxido de carbono equivalente para la generación de energía eléctrica asociada a la energía solar fotovoltaica y la energía solar de concentración térmica.

7.5.7.1. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación solar fotovoltaica.

La evaluación del ciclo de vida (LCA) de las emisiones de gases de efecto invernadero de energía solar fotovoltaica ha arrojado resultados de alcance diverso. La variación

podría ser atribuida a diferencias en las tecnologías evaluadas (es decir, diferencias diseños de sistemas, sistemas comerciales versus conceptuales, mejoras tecnológicas a lo largo del tiempo), como así, métodos y supuestos de LCA. El National Renewable Energy Laboratory (NREL) dirigió el proyecto de armonización de la evaluación del ciclo de vida (LCA), un estudio que ayuda a aclarar inconsistencias y estimaciones en el ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero en conflicto, publicado en la literatura y, proporcionar estimaciones más precisas del ciclo de vida de emisiones GEI de sistemas fotovoltaicos. Dentro de los estudios se encuentran sistemas fotovoltaicos, incluidos silicio cristalino (c-Si) (monocristalino y multicristalino) y película delgada (TF) (silicio amorfo [a-Si], telururo de cadmio [CdTe], y diselenuro de cobre, indio, galio [CIGS]) y proyectado. En la tabla 7.5.10 se resumen los parámetros de armonización para los LCA's (IRENA; 2020).

Tabla 7.5.10: Parámetros de armonización de LCA.

| Parámetro | Valor |
|--|---------------|
| Irradiancia solar (kWh/m ² /año) | 1.700 a 2.400 |
| Ciclo de vida del sistema (años) | 30 |
| Eficiencia módulo de silicio cristalino | |
| Monocristalino (%) | 14,0 |
| Multicristalino (%) | 13,2 |
| Eficiencia módulo de película fina | |
| Silicio amorfo (a-Si) (%) | 6,3 |
| Telurino de cadmio (CdTe) (%) | 10,9 |
| Di-selenio galio indio cobre (CIGS) (%) | 11,5 |
| Tasa de performance | |
| Montado en el suelo | 0,8 |
| Montado en techo o azotea | 0,750 |

Fuente: elaboración propia, modificado de IRENA 2020.

La armonización fue realizada por ajustar las estimaciones de emisiones de GEI publicadas (tabla 7.5.10) para los parámetros técnicos:

1. Irradiación solar, el flujo de energía promedio del sol, en kilovatios-hora por metro cuadrado por año (kWh / m² / año).
2. Vida útil del sistema fotovoltaico y sus componentes (años).

3. Eficiencia del módulo, el porcentaje de energía solar convertida a la electricidad de corriente continua por el módulo.
4. Relación de rendimiento, la relación de electricidad de corriente alterna realmente producido por el sistema, después de contabilizar las pérdidas, para la electricidad calculada en base a la eficiencia del módulo de corriente continua e irradiación.

Dentro de las fuentes potenciales de variabilidad que no fueron consideradas en la armonización, se incluyen, espesor de la oblea de silicio y tipo de silicio para el c-Si sistema fotovoltaico y mezcla de electricidad “aguas arriba” utilizada en procesos de fabricación tanto para los sistemas fotovoltaicos c-Si y TF. Las emisiones de GEI del ciclo de vida de c-Si y los sistemas de energía TF PV se comparan con otras tecnologías de generación eléctrica (figura 7.5.19).

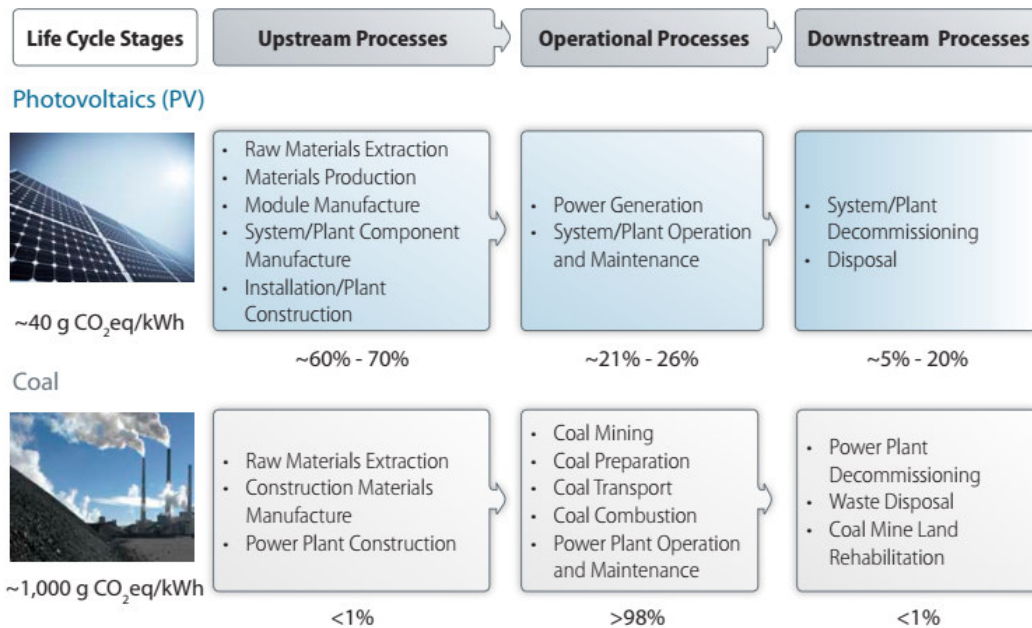


Figura 7.5.19: Comparación de las etapas de ciclo de vida de procesos y emisiones de GEI para la generación solar fotovoltaica y el carbón (NREL-Solar FV LCAH; 2013).

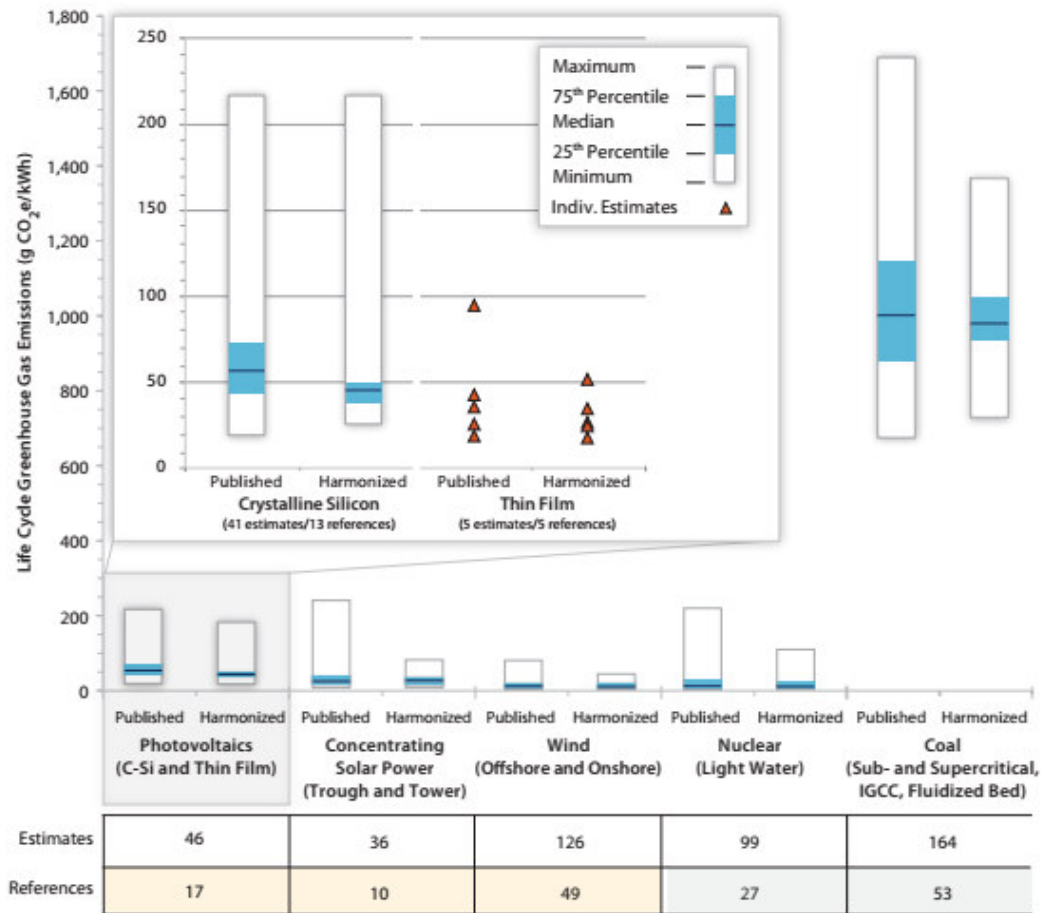


Figura 7.5.20: Comparación de LCA's publicados y armonizados sobre emisiones de GEI por tecnología de generación de electricidad solar fotovoltaica (NREL-Solar FV LCAH; 2013).

Los resultados de la comparación de los LCA's publicados y armonizados muestran (figura 7.5.20) que:

- Las emisiones totales de GEI del ciclo de vida de los sistemas solares fotovoltaicos son similares a otros renovables y energía nuclear, y mucho más bajo que el carbón o el gas natural convencional (~ 500 g CO₂ eq. / kWh; fig. 7.2.20).
- La armonización aumenta la precisión de las estimaciones de emisiones de GEI del ciclo de vida para c-Si y TF PV, reduciendo la variabilidad en el rango intercuartílico (Percentil 75 menos Percentil 25) en un 65%.

- La armonización tiene un pequeño efecto en la estimación central para cada tecnología, reduciendo la mediana en aproximadamente 20%. Valores de la mediana para ambas tecnologías fotovoltaicas están por debajo de 50 g CO₂ eq / kWh.
- El ciclo de vida de las emisiones de GEI del de c-Si y TF para las tecnologías fotovoltaicas aparecen ampliamente similares.

Entre los parámetros de armonización involucrados, el ajuste de los resultados informados a la suposición de irradiación solar fue el que tuvo el mayor impacto en la reducción de la variabilidad en estimaciones de las emisiones de GEI de las tecnologías fotovoltaicas de c-Si. La irradiación solar influye directamente en la energía generada a partir de un sistema fotovoltaico y varía según la ubicación y la estación del año, la hora del día y el clima. En la literatura de LCA sobre tecnologías PV's, la irradiación solar supuesta osciló entre 900 y 2.200 kWh / m² / año. Cuando estos valores se ajustaron a 1.700 kWh / m² / año (típico del sur de Europa), la variabilidad en el rango intercuartílico del ciclo de vida de las emisiones de GEI de tecnologías PV c-Si, se redujo en un 48%. Usando una estimación de irradiación superior a 1.700 kWh / m² / año (es decir, 2.400 kWh / m² / año que es típico para el suroeste de EE. UU.), resultaría proporcionalmente en menores emisiones de GEI.

El ajuste para la vida útil también es un factor determinante en la disminución la variabilidad de los datos armonizados. El análisis adicional comparando mono-Si y las tecnologías multi-Si sugieren que estos no difieren significativamente en el ciclo de vida de emisiones de GEI. Además, ninguna de las diferencias en las emisiones de GEI de los sistemas montados en el suelo y en el techo fueron observado para tecnologías fotovoltaicas c-Si o TF.

7.5.7.2. Ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero de la energía solar de concentración térmica.

Durante los últimos treinta años, más de 100 evaluaciones del ciclo de vida (LCA) se han realizado y publicado para una variedad de sistemas de energía solar de concentración (CSP) a gran escala. Estas Las LCA han arrojado resultados de amplio

alcance. La variación podría ser atribuido a diferencias en las tecnologías evaluadas (es decir, diferencias diseños de sistemas, sistemas comerciales versus conceptuales, sistemas supuestos operativos, mejoras tecnológicas a lo largo del tiempo) y métodos y supuestos de LCA. La comparación de las etapas del ciclo de vida y las proporciones de emisiones de GEI de cada etapa para CSP y carbón muestra que, para carbón, la quema de combustible durante la operación emite la mayoría de los GEI (figura 7.5.21). También se puede observar que en las plantas de CSP, la mayoría de las emisiones de GEI se producen o realizan antes de la operación (NREL-Solar CSP LCAH; 2013).

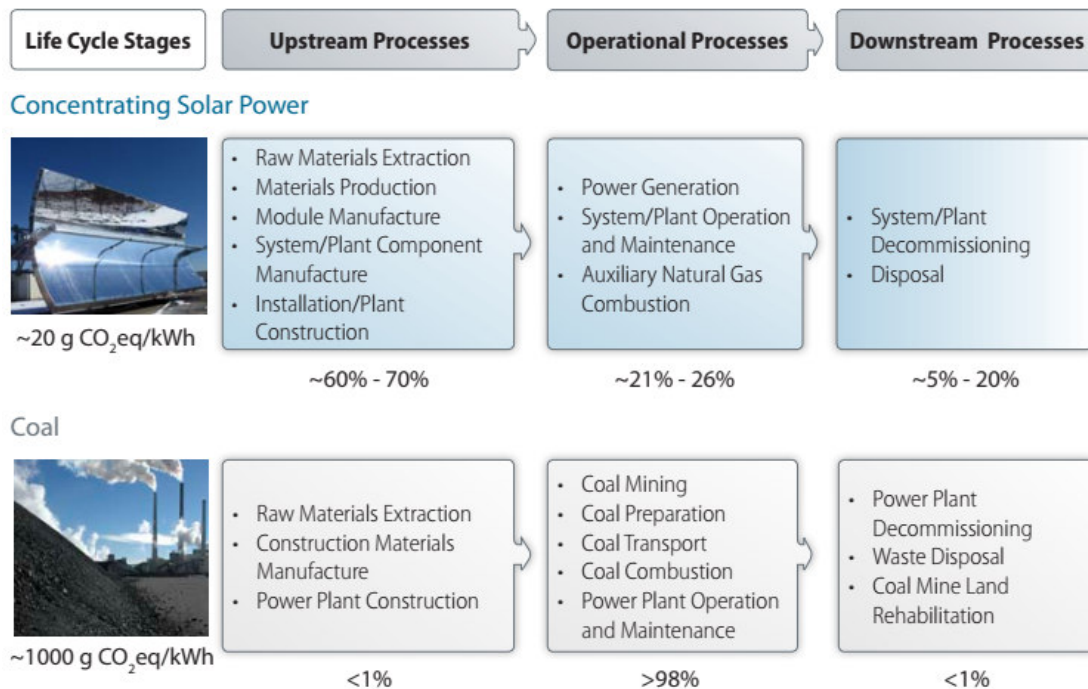


Figura 7.5.21: Comparación de las etapas de ciclo de vida de procesos y emisiones de GEI para la generación solar concentrada y el carbón (NREL-Solar CSP LCAH; 2013).

Las emisiones de GEI del ciclo de vida de los sistemas CSP se comparan con otras tecnologías generación de electricidad en la figura 7.5.22 (NREL-Solar CSP LCAH; 2013).

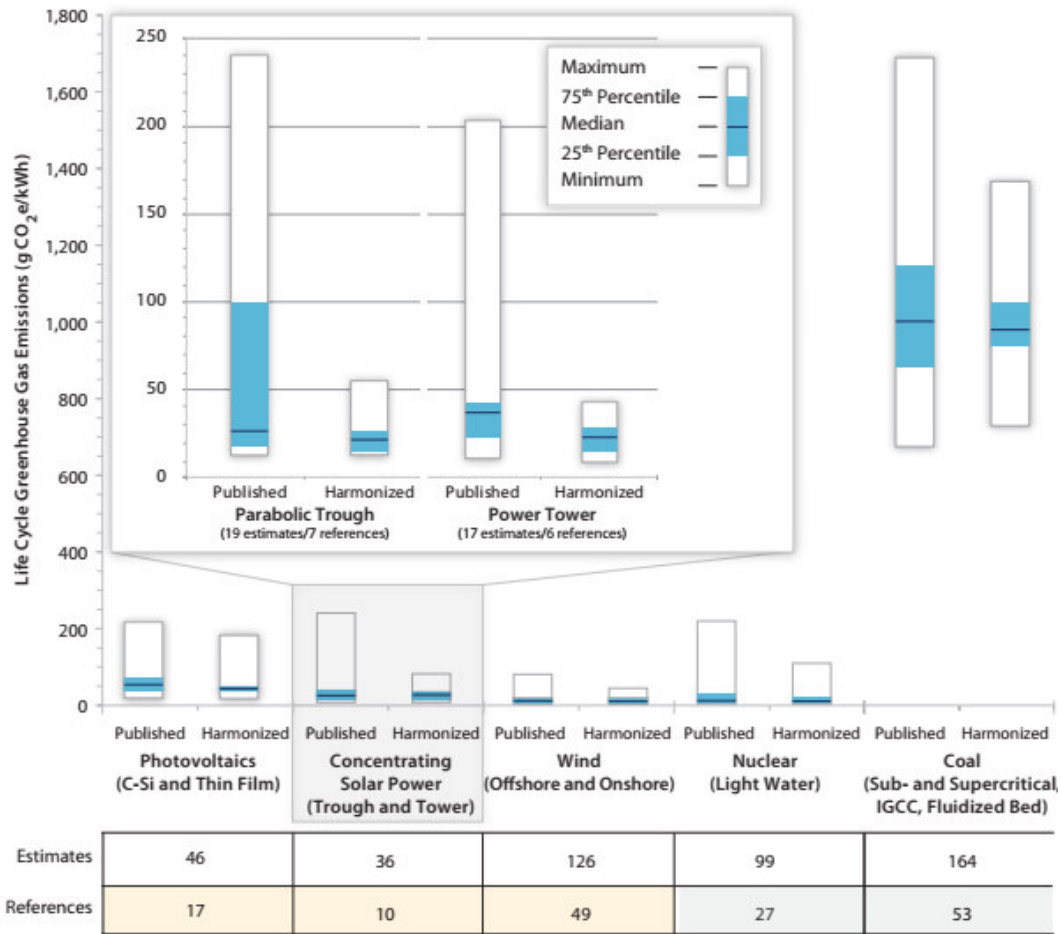


Figura 7.5.22: Comparación de LCA's publicados y armonizados sobre emisiones de GEI por tecnología de generación de electricidad solar concentrada (NREL-Solar CSP LCAH; 2013).

De la figura 7.5.22 se puede observar que:

- Las emisiones totales de GEI del ciclo de vida de los sistemas de CSP son similares a otras renovables y energía nuclear, y más bajo que para el carbón o el gas natural convencional (~ 500 g CO₂ eq. / kWh; fig. 7.2.22).
- La armonización corrige las estimaciones de vida ciclo de emisiones de GEI para sistemas CSP, reduciendo la variabilidad en más del 50%.
- La armonización reduce la mediana de emisiones estimadas de GEI del ciclo de vida para Sistemas CSP.

- Las tecnologías de torre y antena parabólica han registrado emisiones de GEI de ciclo de vida similar, con estimaciones de 22 g CO₂ eq / kWh y 23 g CO₂ eq / kWh, respectivamente, después de la armonización (NREL-Solar CSP LCAH; 2013).

7.5.7.3. Cantidades equivalentes de CO₂ – anuales asociada a la generación de energía eléctrica para las tecnologías solar de concentración (CSP) y solar fotovoltaica (SFV),

En las tablas 7.5.11 y 7.5.12 se resumen las cantidades obtenidas en toneladas equivalentes de CO₂ – anuales asociada a la generación de energía eléctrica para las tecnologías solar de concentración (CSP) y solar fotovoltaica (SFV), respectivamente. Y en la tabla 7.5.13 se presentan las cantidades obtenidas en toneladas equivalentes de CO₂ – anuales asociada a la generación de energía eléctrica para las tecnologías solar de concentración (CSP) y solar fotovoltaica (SFV), considerando el 0,1% del área de la superficie irradiada de la provincia del Neuquén (94,08 km² = 0,1% x 94.078 km²).

Tabla 7.5.11: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía solar de concentración (CSP) para plantas de 0,1 GW.

| Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh-año) | Tons CO ₂ eq - anual |
|---------------|------------|----------------------------|-------------------|---------------------------------|
| 100 | CSP | 20 | 329,38 | 6.307 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.5.12: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía solar fotovoltaica (SFV) para plantas de 0,1 GW.

| Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh-año) | Tons CO ₂ eq - anual |
|---------------|------------|----------------------------|-------------------|---------------------------------|
| 100 | SFV | 40 | 157,68 | 6.588 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.5.13: Toneladas de CO₂ equivalente anual para la generación de energía solar de concentración (CSP) y fotovoltaica (SFV) considerando el 0,1% (para cada una) área de la superficie irradiada de la provincia del Neuquén.

| Potencia (MW) | Tecnología | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh-año) | Miles Tons CO ₂ eq - anual |
|---------------|--|----------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| 976,45 | CSP (FC = 37,6%) (eficiencia = 15%) | 20 | 8.553,71 | 171,07 |
| 411,36 | SFV (FC = 18%) (eficiencia = 13,2%) | 40 | 3.603,48 | 144,14 |

Fuente: elaboración propia.

8. Impacto socio-económico

8.1. Empleo y energías renovables

El crecimiento en la implementación de tecnologías de generación de energía por fuentes renovables ha sido sostenido durante los últimos años, incluso ante la situación actual de pandemia COVID-19; fundamentalmente, por la disminución en los costos (además de fuertes políticas de promoción) tal como se desarrolló en los capítulos previos. Desde el año 2000, la capacidad de generación de energía por fuentes renovables se ha multiplicado en un factor de $\sim 3,4$ en todo el mundo, desde 754 gigavatios (GW) a 2.537 GW al final de 2019. Durante el año 2019, se incorporaron 176 GW de nueva generación de energía renovable, aumentando en 97 GW la capacidad solar fotovoltaica (PV), en 54 GW la energía eólica terrestre, 12 GW la energía hidroeléctrica, en 6 GW la bioenergía, en 700 MW la capacidad de generación geotérmica y 600 MW la energía solar de concentración. Representando las nuevas adiciones de capacidad por fuentes de energías renovables, el 72% de la expansión neta de capacidad de todas las fuentes de generación de energía en 2019 (IRENA; 2020).

Frente a este contexto en el desarrollo de las fuentes energéticas renovables, es de esperar que la demanda de mano de obra capacitada y especializada sea cada vez mayor y sostenida en el tiempo. En el trabajo de Rijter (2018), se realizan referencias a la cantidad de empleos requeridos durante el año 2017 asociados al sector de las energías renovables no convencionales (ERNC) donde se destaca que “Durante 2017, se relevaron 8,8 millones de empleos en el sector de las ERNC en todo el mundo, marcando un fuerte incremento interanual de 6,3%. La tecnología solar fotovoltaica lideró la generación de puestos de trabajo (3,4 millones) principalmente en China, Brasil, Estados Unidos, India, Alemania y Japón”. En el mismo trabajo de Rijter et al. (2018) se hace referencia al informe “*Estimación del empleo verde en Argentina*” realizado por la Organización Internacional del Trabajo (OIT) con la colaboración de los distintos ámbitos del Estado Nacional de la República Argentina; donde se identificaron los principales sectores económicos que desarrollan actividades ambientales en el país y cuantificaron la generación de empleo que reportaron, durante el año 2015. En este informe se destaca que en el año 2015 se relevaron 650.000 puestos de trabajo verdes en la Argentina (7% de los asalariados formales, públicos y privados). Donde algunos

de estos corresponden a sectores tradicionales que mejoran la sustentabilidad como son el transporte (29%), el suministro de agua y gestión de residuos (7%), la agricultura, ganadería, silvicultura y pesca (9%) y la construcción (3%). Las actividades de servicios y comercio vinculadas con la protección ambiental aportan otro 10% del empleo verde. En otros casos, se trata de sectores nuevos como la producción de bienes para uso ambiental (28%), o la producción de energías y combustibles a partir de fuentes renovables con menos del 2% (11.000 empleos verdes, incluyendo biocombustibles). Dentro del informe se destaca que uno de los principales aportes del mismo es en lo referente “al gran dinamismo y elevado potencial para la creación de empleo verde de dos sectores: el turismo y la producción de energía y combustibles a partir de fuentes renovables” (“Empleos verdes en Argentina” OIT 2017 – www.ilo.org/buenosaires/temas/empleos-verdes- en Rijter; 2018).

8.2. Relación entre las energías renovables y la generación de empleo

Se presenta el análisis de la relación entre las energías renovables y la generación de empleo en nuestro país, donde se persiguen múltiples propósitos, siendo el principal, el de poder contar con información confiable y precisa sobre el proceso de transformación que experimenta la matriz energética nacional y la sociedad en su conjunto. Para poder dimensionar y cuantificar la relación entre el desarrollo de las energías renovables y la demanda laboral asociada, se definió un indicador que permite medir el nivel de generación de empleo atendiendo a las especificidades propias de cada tecnología; este indicador se denomina Indicador de Empleo Directo de Energías Renovables (IEDER) (Rijter; 2018).

8.3. Indicador de empleo directo de energías renovables (IEDER): Definición del objeto y actividades

“La construcción del indicador responde a la necesidad de generar estadísticas que releven una coyuntura y contribuyan al conocimiento y comprensión de problemáticas específicas. La elaboración del indicador IEDER requirió la definición teórica del objeto; es decir, el alcance y definición de la variable (cantidad de empleos generados por tecnología); la definición real de la dimensión (empleo) y la posterior operacionalización: el indicador de generación de empleo directo de las energías renovables por megavatio, en adelante IEDER” (Rijter; 2018). En el estudio el foco se

centra en el **empleo directo**, definido como los puestos laborales que están directamente asociados al proyecto de generación de energía eléctrica por fuentes renovables, que transcurren durante la fase de Construcción y la fase de O&M. En lo referente a la energía geotérmica, se han realizado numerosos estudios que han demostrado que las instalaciones de producción de energía de fuentes renovables generan significativamente más puestos de trabajo que las tecnologías de generación convencionales. Según la Geothermal Energy Association (GEA) de EE UU, los empleos generados por la energía geotérmica son generalmente estables, de larga duración, muy diversificados y de alta calidad (IDAE; 2008). En la tabla 8.1 se presentan los indicadores de empleo directo para proyectos de energías renovables (IEDER) de biogás, biomasa, biogás de relleno sanitario (BRS), pequeños aprovechamientos hidroeléctricos PAH), eólica y solar (fotovoltaica); además, se presenta una comparativa entre la estimación de empleo generado en EE.UU., para dos tipos de fuente de energía: la geotermia y el gas natural, durante las fases de construcción e instalación (C&I) y, operación y mantenimiento (O&M).

Tabla 8.1: Indicador de empleo directo de energías renovables y Estimación de empleo generado en EE UU, para dos tipos de fuente de energía: la geotermia y el gas natural, durante las fases de construcción e instalación y operación y mantenimiento.

| Tecnología | C&I (empleo / MW) | O&M (empleo / MW) |
|----------------------|-------------------|-------------------|
| Biogás | 8,7 | 4,6 |
| Biomasa | 5,3 | 2,2 |
| BRS | 2,5 | 4,2 |
| Eólico | 1,4 | 0,2 |
| Geotermia | 4,0 | 1,7 |
| PAH ^{&} | 12,7 | 2,5 |
| Solar | 1,8 | 0,2 |
| Gas natural | 1,0 | 0,1 |

Fuente: modificado y adaptado de los trabajos de Rijter (2018) e IDAE (2008).

[&]: La Ley N° 27.191 considera como energía renovable a la generada en centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de potencia, los denominados pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). En este sentido, implica una ampliación respecto a la Ley N° 26.190 que comprendía como hidroelectricidad renovable a aquellas potencias de hasta 30 MW.

Además, el desarrollo de la energía geotérmica contribuiría al desarrollo regional, ya que en la mayoría de los casos los recursos geotérmicos tienden a estar localizados en áreas rurales con pocas oportunidades de empleo. Como la energía geotérmica debe ser explotada donde el recurso está localizado, la instalación de una central de

generación produciría beneficios socioeconómicos en zonas más desfavorecidas en forma de generación de empleo.

En las tablas 8.2 y 8.3 se resume la dimensión del empleo, tomando en consideración los valores estimados de generación de empleo por megavatio, para las fuentes de energía renovables consideradas en el trabajo. Se tomó en cuenta dentro del ciclo de vida del proyecto (años) que en los primeros 3 años se considera los empleos generados para la construcción e instalación y el resto de los años para los empleos generados para O&M. Esto permite uniformar la comparación entre las fuentes energéticas y los datos obtenidos de la bibliografía. Asimismo, se presentan los valores de empleo considerando potenciales de potencia a instalar por capacidades medias ajustadas a valores más reales de proyectos, de manera de no presentar valores exagerados para la realidad de la región. En la tabla 8.2, se presenta la cantidad de empleos necesarios o, demandados por año para potencias no superiores a 100 MW, como valor de referencia y comparación entre las fuentes energéticas, tomando el valor de 1MW (acotado por la generación ofrecida por Residuo Forestal, menor a 1MW) para el caso de Biomasa, dado el potencial obtenido para la provincia. Mientras que en la tabla 8.3 se presentan los valores de empleos obtenidos considerando los potenciales de generación del análisis por fuentes energética y consideraciones de cada caso. Cabe señalar, que para los cálculos se considera que no hay cada año una suma de un potencial de energía agregado, es decir, no se considera una potencia acumulada por año, por lo cual, cada resultado de los valores de empleo está asociado a la potencia inicial para cada fuente energética.

Tabla 8.2: Potencial de puesto de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento (O&M).

| Fuente energética | Construcción e Instalación | O&M | Potencia a instalar | Potencial de puestos de empleos comparativo (empleos) | | Vida útil del proyecto |
|-------------------|----------------------------|--------------|---------------------|---|-----|------------------------|
| | (empleos/MW) | (empleos/MW) | (MW) | Construcción e Instalación | O&M | (años) |
| Biomasa (Biogás) | 8,7 | 4,6 | 0,100 | 3 | 1 | 20 |
| Eólico | 1,4 | 0,2 | 100 | 140 | 20 | 20 |
| Geotermia | 4,0 | 1,7 | 100 | 400 | 170 | 30 |
| Hídrico (PAH) | 12,7 | 2,5 | 100 | 1273 | 250 | 30 |
| Hídrico (Embalse) | s/i # | s/i # | - | - | - | - |
| Solar SFV | 1,8 | 0,2 | 100 | 177 | 20 | 20 |
| Solar CSP | s/i # | s/i # | - | - | - | - |

s/i: sin información

Fuente: elaboración propia en base a Trabajo de Rijter; 2018 e Informe de IDAE; 2008.

Tabla 8.3: Potencial de puesto de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento considerando los potenciales de generación relevados.

| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Potencial de puestos de empleos (empleos/año) | | Ciclo de vida útil | Años Construcción e Instalación |
|-------------------|--------------------------|---|-------|--------------------|---------------------------------|
| | | Construcción e Instalación | O&M | | |
| Biomasa (Biogás) | 0,0033 | 29 | 15 | 20 | 3 |
| Eólica | 0,900 | 1.260 | 180 | 20 | 3 |
| Geotermia | 2,21 | 8.828 | 3.752 | 30 | 3 |
| Hídrico (PAH) | 3,78 | 48.128 | 9.449 | 30 | 3 |
| Hídrico (Embalse) | - | s/i # | s/i # | - | - |
| Solar SFV | 2,29 | 4.037 | 457 | 20 | 3 |
| Solar CSP | - | s/i # | s/i # | - | - |

s/i: sin información

Fuente: elaboración propia en base a Trabajo de Rijter; 2018 e Informe de IDAE; 2008.

En la tabla 8.4 se presenta la cantidad de empleos generados o demandados para las etapas de Construcción e Instalación y la etapa de Operación y Mantenimiento para todas las fuentes energéticas (no HC)

Tabla 8.4: Potencial de puesto de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento considerando los potenciales de generación relevados.

| Fuente energética | Empleos solo de Construcción e Instalación | Empleos solo de O&M |
|-------------------|--|---------------------|
| Biomasa | 29 | 15 |
| Eólica | 1.260 | 180 |
| Geotermia | 8.828 | 3.752 |
| Hídrico (PAH) | 48.128 | 9.449 |
| Hídrico (Embalse) | - | - |
| Solar SFV | 4.037 | 457 |
| Solar CSP | - | - |
| Total | 62.283 | 13.854 |

Fuente: elaboración propia.

En la figura 8.1 se puede observar la evolución de la demanda de empleo asociado al desarrollo de las fuentes energéticas (no HC) en el periodo del ciclo de vida máxima de 33 años (3 C&I + 30 O&M) de los proyectos en su conjunto. Donde se destaca que la demanda de empleo está por encima de los 60.000 puestos de trabajo para el periodo de Construcción e Instalación por un periodo aproximado de 3 años y de aproximadamente 14.000 puestos de trabajo para el periodo de O&M, para el periodo de vida útil del proyecto.

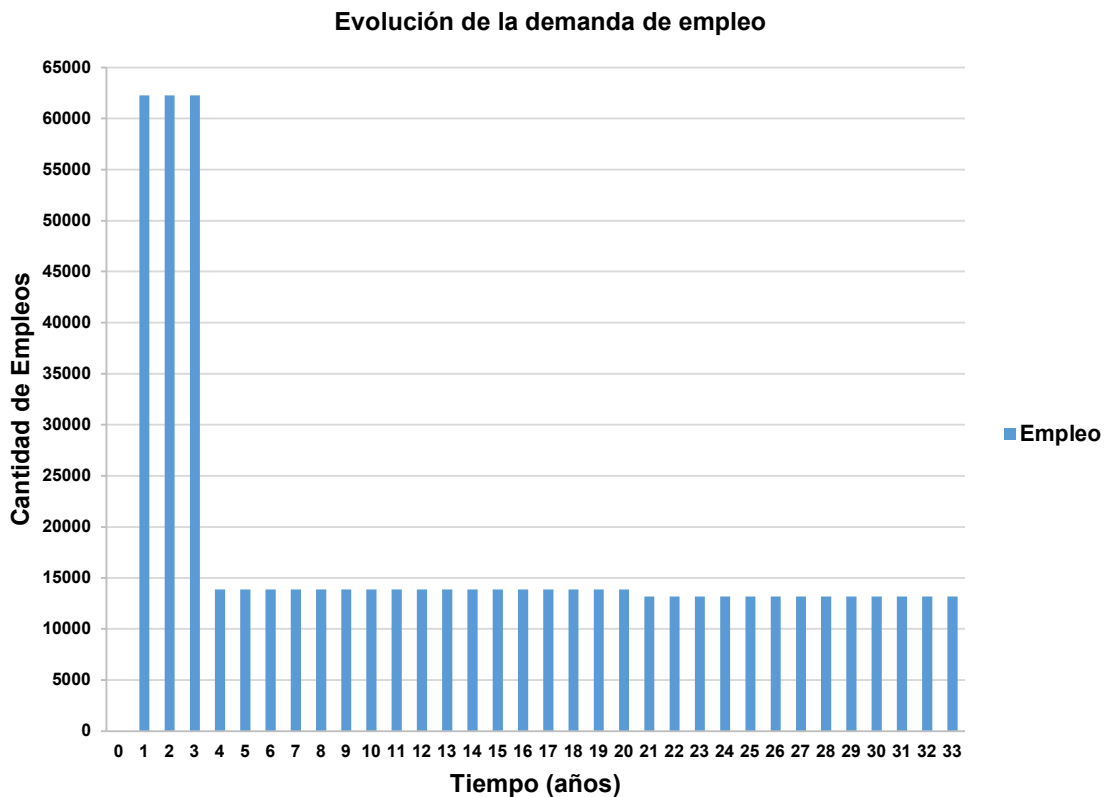


Figura 8.1: Evolución de la demanda de empleo asociado al desarrollo de las fuentes energéticas (no HC) en el periodo del ciclo de vida máxima de 33 años de los proyecto en su conjunto (elaboración propia).

9. Resultados comparativos

En las siguientes secciones se resumen los resultados comparativos obtenidos entre las fuentes energéticas relevadas para la provincia del Neuquén para la generación de energía eléctrica, en términos de los costos, emisiones de GEI y generación de empleo.

9.1 Costos nivelados de la energía (LCOE) comparativos y conclusiones

En la figura 9.1 se presentan los costos nivelados de la energía eléctrica (LCOE) realizado por IRENA (IRENA; 2020) para los distintos tipos de fuentes energéticas en comparación con el rango de variabilidad de los costos nivelados (LCOE) para la generación por hidrocarburos (HC). La generación eléctrica por hidrocarburos se estima en el rango de 0,05 USD/kWh a 0,177 USD/kWh, dependiendo del país y el tipo de hidrocarburo. Los valores próximos a 0,05 USD/kWh (límite inferior) representa las regiones en China generadoras por carbón (IRENA; 2020).

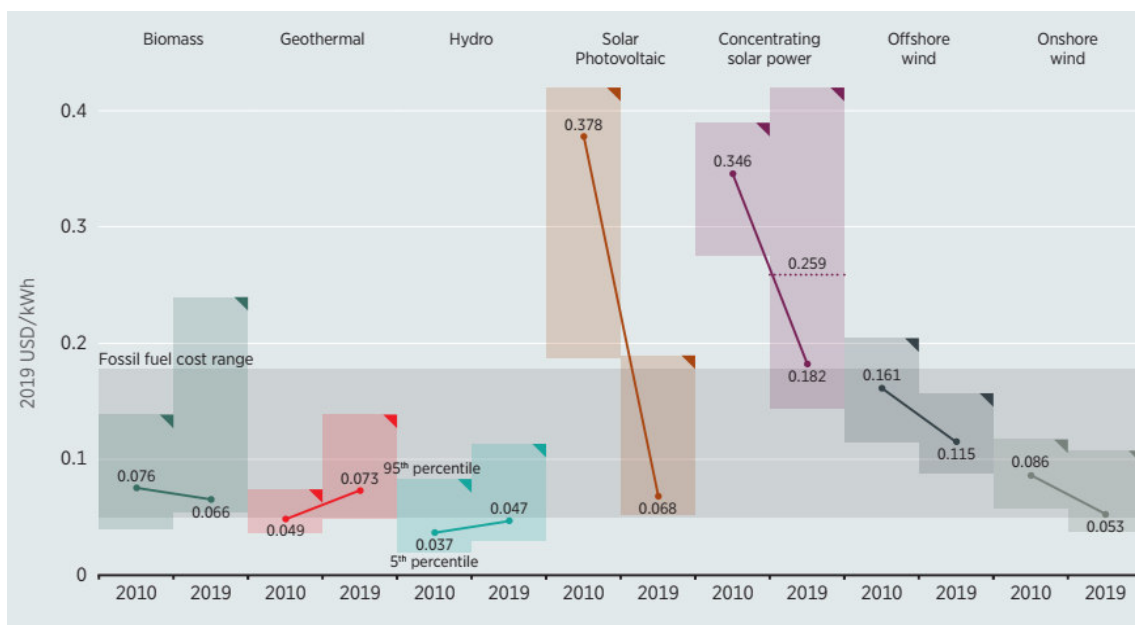


Figura 9.1: Costos nivelados de la energía (LCOE) promedio ponderado comparativos de las fuentes energéticas del 2010 al 2019 (IRENA; 2020).

En la tabla 9.1 y 9.2 se resumen los resultados de los costos nivelados de la energía eléctrica (LCOE) y en las figuras 9.2 a 9.20 se representan gráficamente en

comparación con los costos nivelados (LCOE) para la generación eléctrica por hidrocarburos (HC).

Tabla 9.1: Costos nivelados de la energía (LCOE) para las distintas fuentes energéticas.

| Fuente energética | Obs | LCOE (USD / kWh) |
|--------------------------|------------------------------------|------------------|
| Eólica | 100 MW | 0,053 |
| Geotermia | 100 MW | 0,086 |
| Geotermia | 10 MW | 0,086 |
| Hídrico Embalse | > 10 MW (Embalse) | 0,059 |
| Hídrico Pasada | < 10 MW (Pasada) | 0,081 |
| Residuo Forestal | 0,100 MW | 0,165 |
| Residuo Ganadero | 0,100 MW | 0,110 |
| Solar SFV | 100 MW | 0,079 |
| Solar CSP | 100 MW | 0,227 |
| Máximo LCOE Hidrocarburo | rango entre 0,05 y 0,177 USD / kWh | 0,177 |
| Mínimo LCOE Hidrocarburo | | 0,050 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 9.2: Costos nivelados de la energía (LCOE) para las distintas fuentes energéticas.

| Fuente energética | Obs | LCOE (USD/kWh) | % LCOE resp. Máximo LCOE HC | % LCOE resp. Mínimo LCOE HC |
|---------------------------|------------------------------------|----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Biomasa: Residuo Forestal | 100 kW | 0,165 | 93% | 330% |
| Biomasa: Residuo Ganadero | 100 kW | 0,110 | 62% | 220% |
| Eólica | 100 MW | 0,053 | 30% | 106% |
| Geotermia | 100 MW | 0,086 | 49% | 172% |
| | 10 MW | 0,086 | 49% | 172% |
| Hídrico | > 10 MW (Embalse) | 0,059 | 33% | 118% |
| | < 10 MW (Pasada) | 0,081 | 46% | 162% |
| Solar SFV | 1000 MW | 0,079 | 45% | 158% |
| Solar CSP | 1000 MW | 0,227 | 128% | 454% |
| Hidrocarburos (HC) | rango entre 0,05 y 0,177 USD / kWh | 0,05 - 0,177 | | |

Fuente: elaboración propia

En la tabla 9.2 se puede observar la diferencia porcentual entre los LCOE de fuentes energética (no HC) y el LCOE máximo y mínimo de hidrocarburo. Donde, salvo Solar

CSP, todos los LCOE de las fuentes energética (no HC) están por debajo del LCOA máximo para HC, mientras que al comparar con el valor mínimo de LCOE de HC ya todos los LCOE son superiores o próximos, sin dejar por alto que el valor mínimo de LCOE de HC corresponde a las regiones en China generadoras de electricidad por carbón.

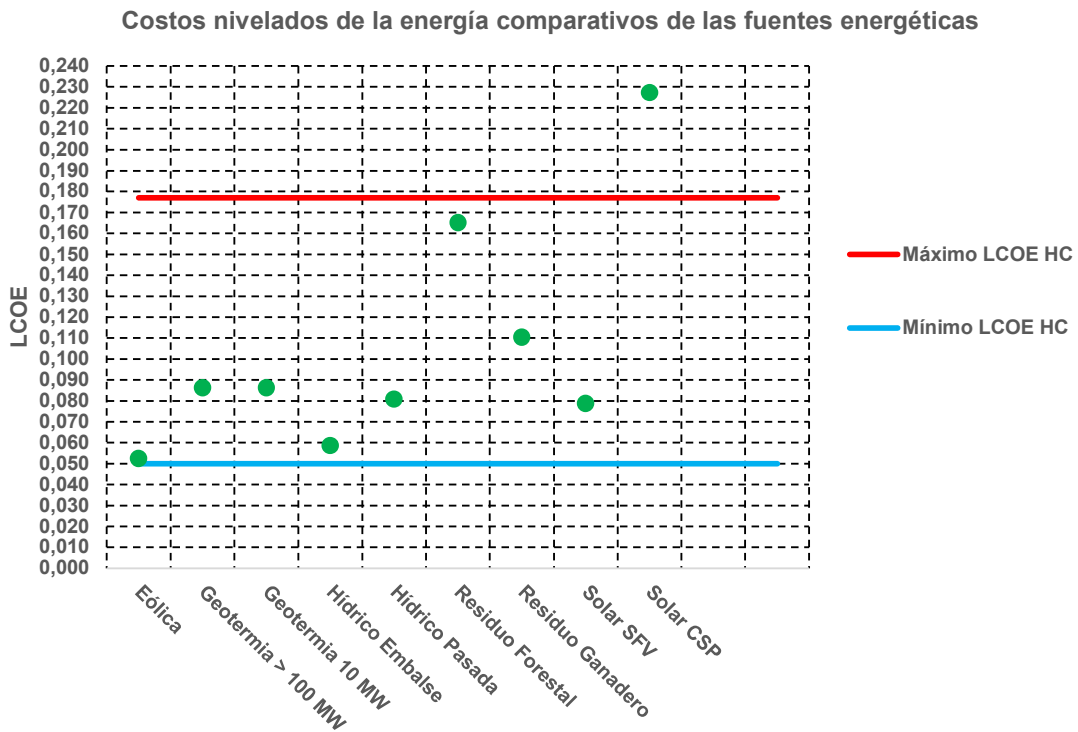


Figura 9.2: Costos nivelados de la energía (LCOE) comparativos de las fuentes energéticas (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Residuo Forestal y Máximo LCOE Hidrocarburo

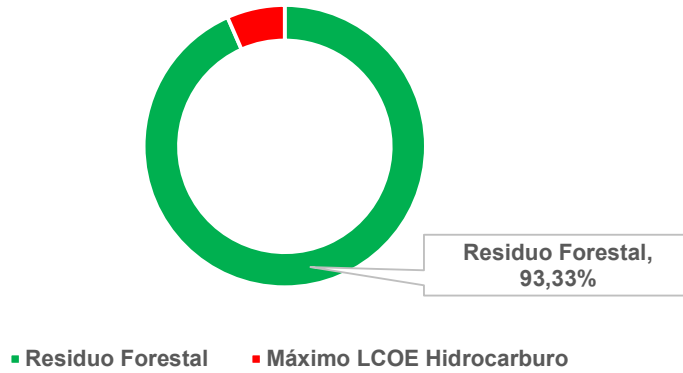


Figura 9.3: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Forestal versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Residuo Forestal y Mínimo LCOE Hidrocarburo

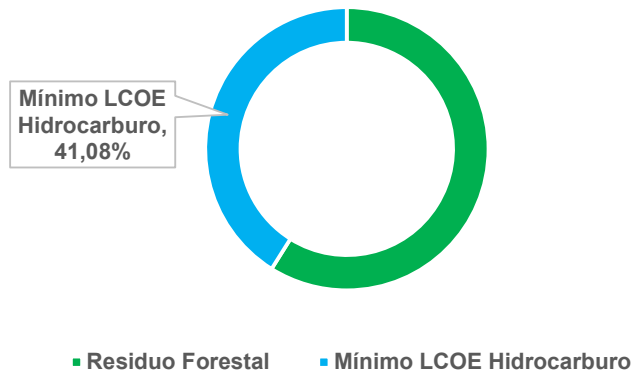


Figura 9.4: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Forestal versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Residuo Ganadero y Máximo LCOE Hidrocarburo

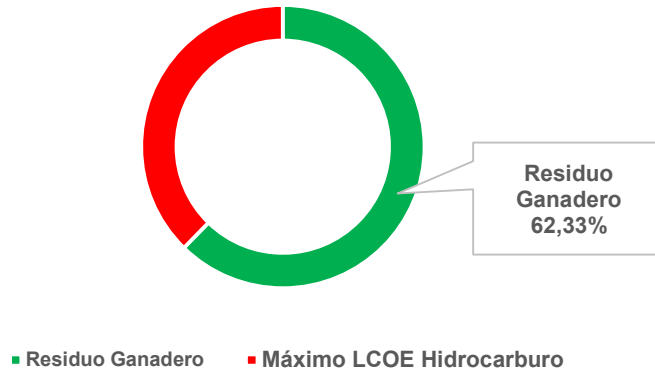


Figura 9.5: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Ganadero versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Residuo Ganadero y Mínimo LCOE Hidrocarburo

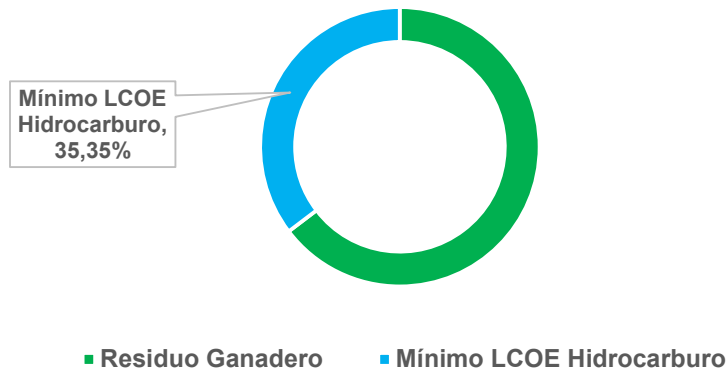


Figura 9.6: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de la Biomasa: Residuo Ganadero versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Eólica y Máximo LCOE Hidrocarburo

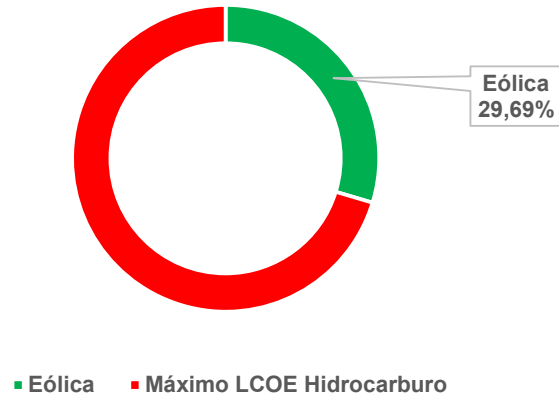


Figura 9.7: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Eólica versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Eólica y Mínimo LCOE Hidrocarburo

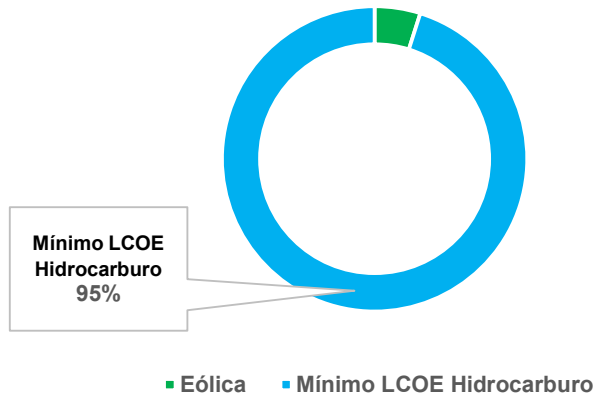
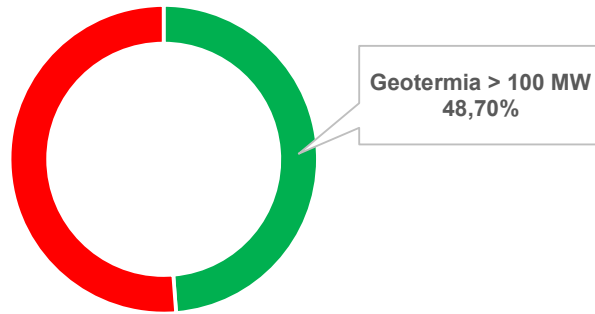


Figura 9.8: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Eólica versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

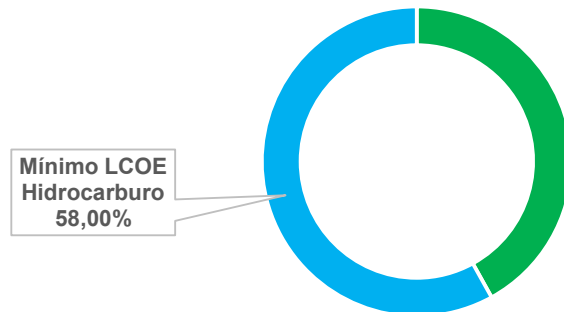
Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Geotermia > 100 MW y Máximo LCOE Hidrocarburo



■ Geotermia > 100 MW ■ Máximo LCOE Hidrocarburo

Figura 9.9: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (> 100 MW) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Geotermia > 100 MW y Mínimo LCOE Hidrocarburo



■ Geotermia > 100 MW ■ Mínimo LCOE Hidrocarburo

Figura 9.10: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (> 100 MW) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Geotermia 10 MW y Máximo LCOE Hidrocarburo

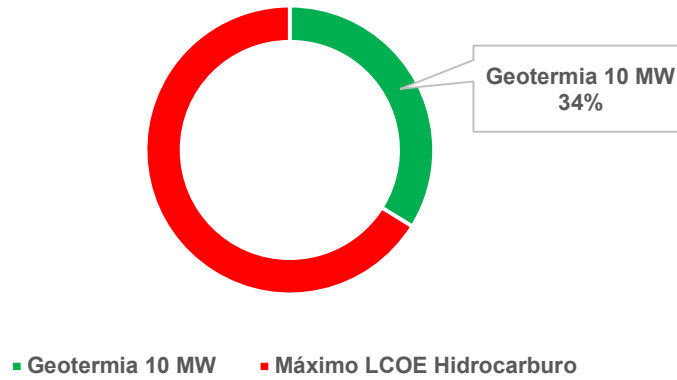


Figura 9.11: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (= 10 MW) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Geotermia 10 MW y Mínimo LCOE Hidrocarburo

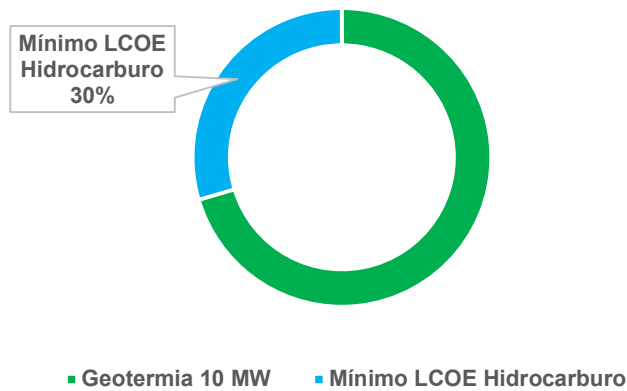


Figura 9.12: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Geotermia (10 MW) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Hídrico Embalse y Máximo LCOE Hidrocarburo

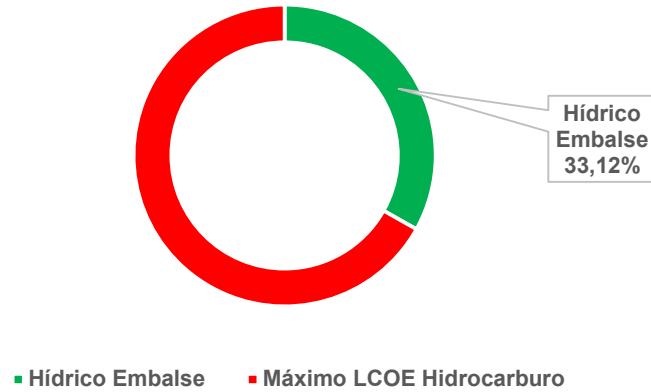


Figura 9.13: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Embalse versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Hídrico Embalse y Mínimo LCOE Hidrocarburo

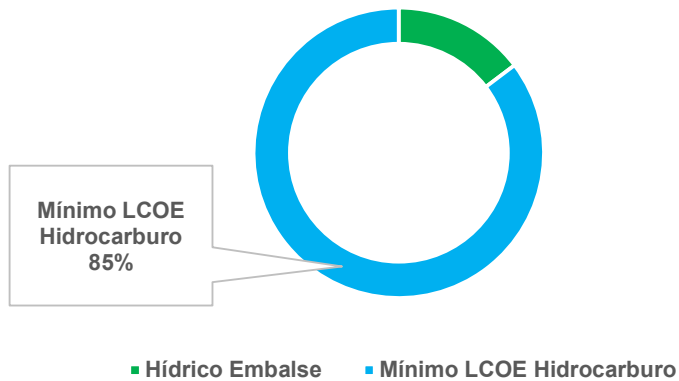


Figura 9.14: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Embalse versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCOE) para Hídrico Pasada y Máximo LCOE Hidrocarburo

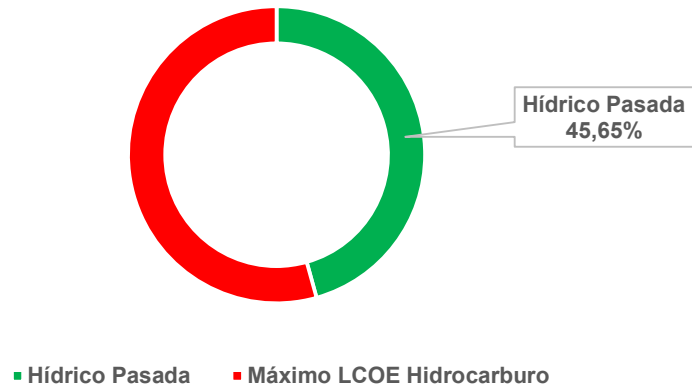


Figura 9.15: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Pasada versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCOE) para Hídrico Pasada y Mínimo LCOE Hidrocarburo

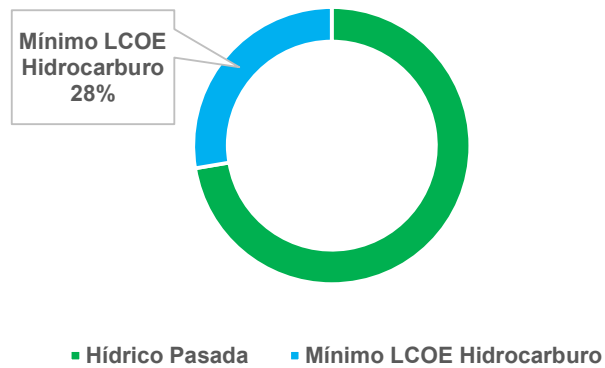


Figura 9.16: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Hídrico de Pasada versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Solar SFV y Máximo LCOE Hidrocarburo

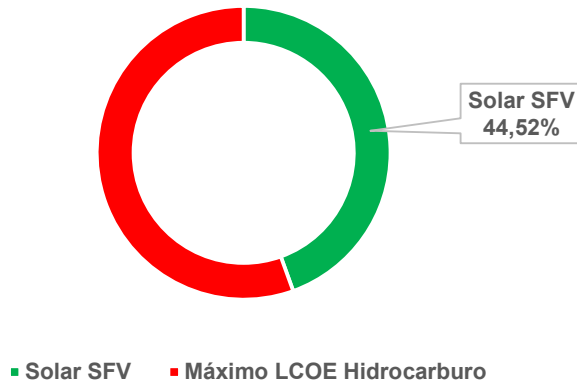


Figura 9.17: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar Fotovoltaica (SFV) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Solar SFV y Mínimo LCOE Hidrocarburo

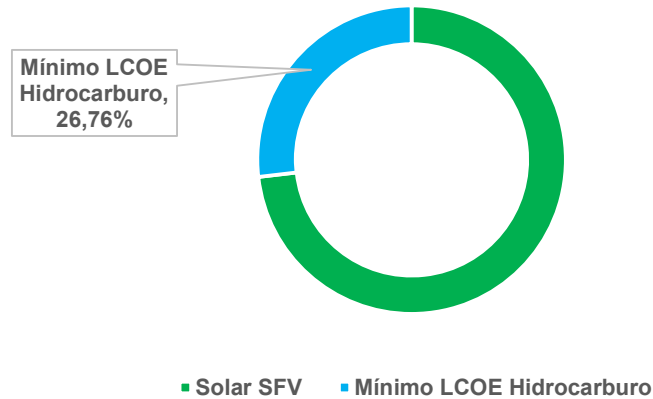


Figura 9.18: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar Fotovoltaica (SFV) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Solar CSP y Máximo LCOE Hidrocarburo

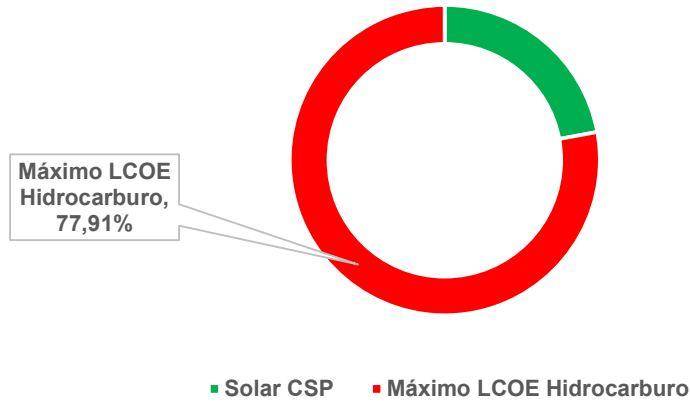


Figura 9.19: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar de concentración (CSP) versus el máximo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

Proporción del Costo nivelado de la energía (LCEO) para Solar CSP y Mínimo LCOE Hidrocarburo

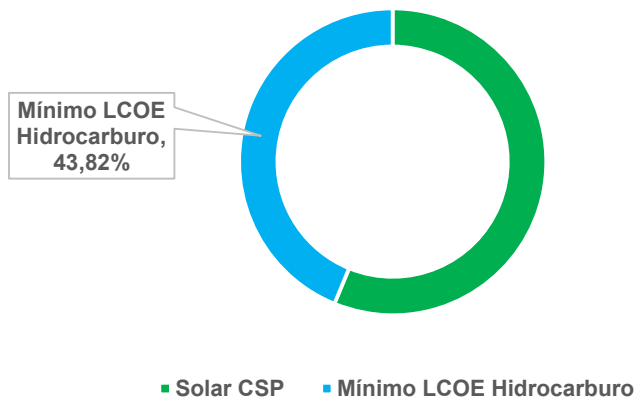


Figura 9.20: Proporción de los costos nivelados (LCOE) de Solar de concentración (CSP) versus el mínimo LCOE de Hidrocarburo (elaboración propia).

9.2. Ciclo de vida armonizado de las emisiones de GEI (*Life Cycle Assessment Harmonization - LCAH*) de las fuentes energéticas relevadas frente a la fuente energética fósil gas natural.

En la figura 9.21 se presentan las emisiones de CO₂ equivalente del ciclo de vida armonizado (LCAH) del gas natural, convencional y no convencional. Con valores de 465 g CO₂ eq. / kWh para shale gas y 461 g CO₂ eq. / kWh para gas convencional (Heath; 2014).

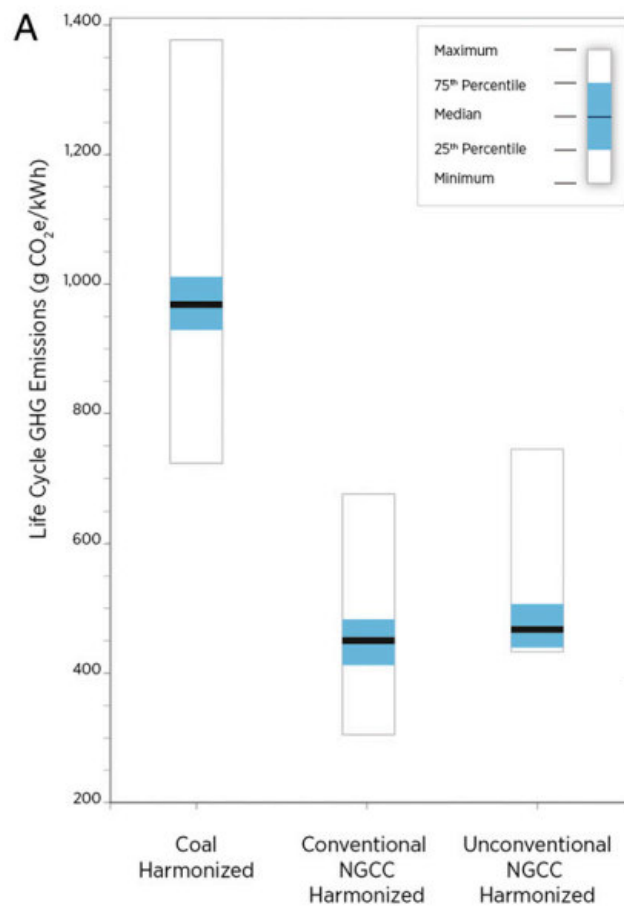


Figura 9.21: Distribución de las estimaciones armonizadas del ciclo de vida de los GEI para gas convencional y no convencional usado para la generación eléctrica en una turbina de ciclo combinado comparado con carbón (modificado de Heath; 2014).

En la tabla 9.3 se resumen los valores obtenidos para el ciclo de vida (LCAH) de las emisiones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂) equivalente anuales por las fuentes energéticas analizadas y se comparan las emisiones equivalentes obtenidas al considerar gas natural para la generación eléctrica, como el hidrocarburo menos contaminante. En la figura 9.22 se representan los valores del Ciclo de vida de las emisiones de GEI armonizadas (LCAH) para las fuentes energéticas consideradas de las emisiones de las fuentes energéticas consideradas. Y en la figura 9.23 la proporción que representan las emisiones de GEI armonizadas de las fuentes energéticas (no HC) frente a la de Hidrocarburos (HC) gas natural (GN).

Tabla 9.3: Toneladas de CO₂ equivalente por año, para cada tipo de fuente energética para los potenciales de generación eléctrica obtenidos.

| Fuente energética | g CO ₂ eq / kWh | Energía (GWh - año) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % resp GN |
|------------------------------------|----------------------------|---------------------|---------------------------------------|-----------|
| Eólica | 11 | 7.884 | 87 | 2,38% |
| Geotermia | 47 | 19.333 | 909 | 10,15% |
| Hídrico (Embalse) | 102 ^{&} | 47.523 | 4.846 | 22,02% |
| Hídrico (Pasada) | 14 | 29.501 | 413 | 3,02% |
| Residuo Forestal | 43 | 24 | 1,02 | 9,29% |
| Residuo Ganadero | 53 | 6 | 0,30 | 11,45% |
| Solar SFV | 40 | 20.019 | 801 | 8,64% |
| Solar CSP | 20 | 22.749 | 455 | 4,32% |
| Gas Convencional y No convencional | 463 | 147.039 | 68.079 | |

[&]: valor promedio de los valores considerados

Fuente: elaboración propia.

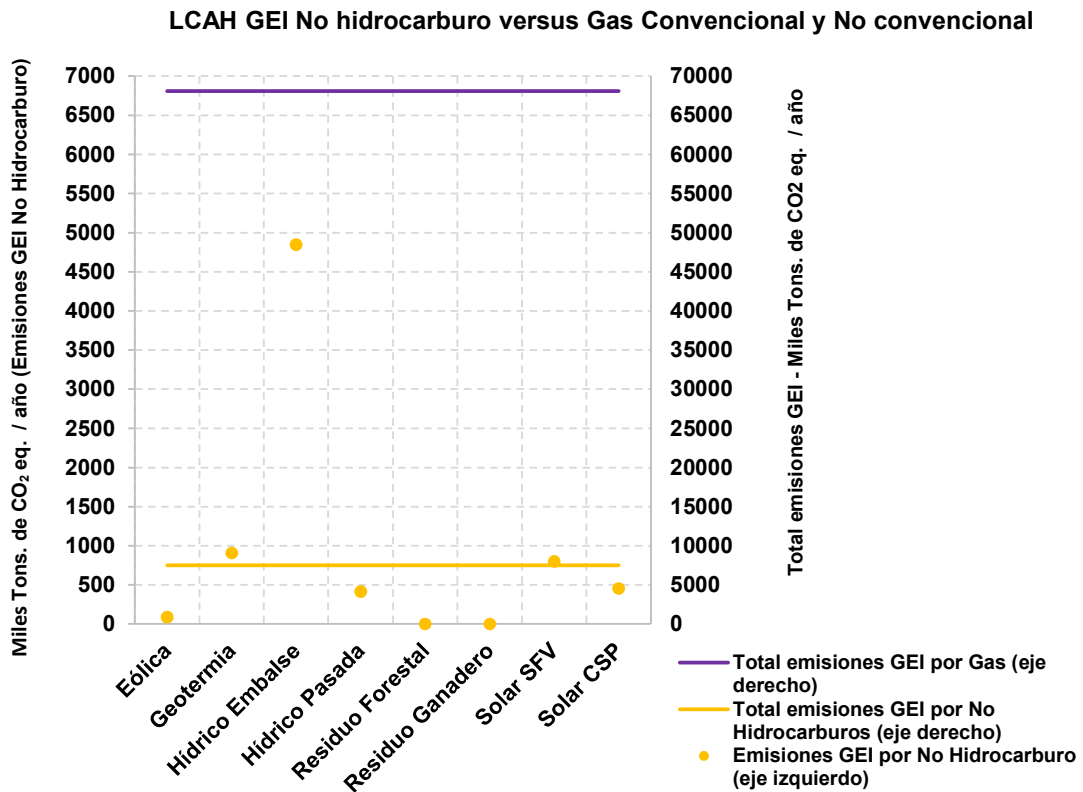


Figura 9.22: Ciclo de vida de las emisiones de GEI armonizadas (LCAH) para las fuentes energéticas consideradas (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI

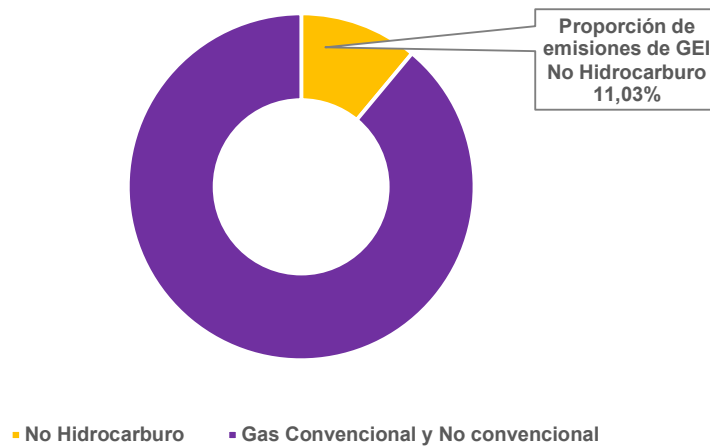


Figura 9.23: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por las fuentes energéticas (no hidrocarburos) versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

En las figuras 9.24, 9.25 y 9.26 se representan los valores del ciclo de vida de las emisiones armonizadas de GEI en gramos de CO₂ equivalente de la fuente energética Biomasa (Residuo Forestal y Residuo Ganadero) en comparación con la fuente energética gas natural, en términos de la misma potencia eléctrica generada.

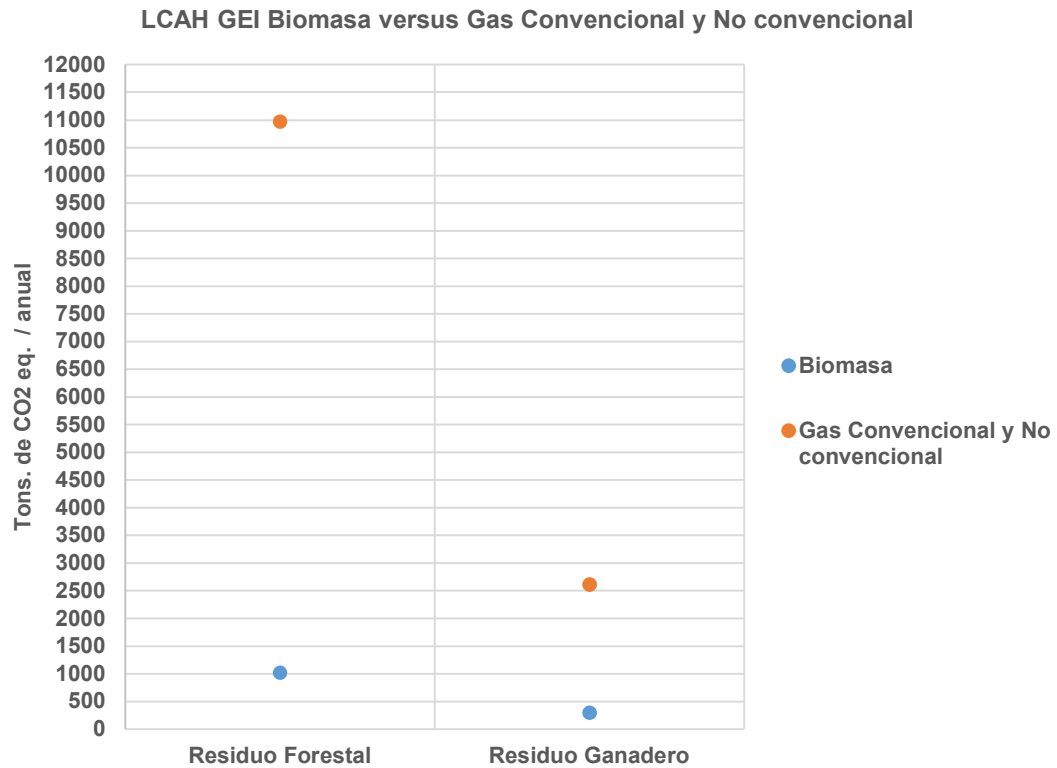


Figura 9.24: Ciclo de vida de las emisiones GEI armonizadas (LCAH) por la fuente energética Biomasa versus la fuente de energía de hidrocarburos gas natural (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para Residuo Forestal

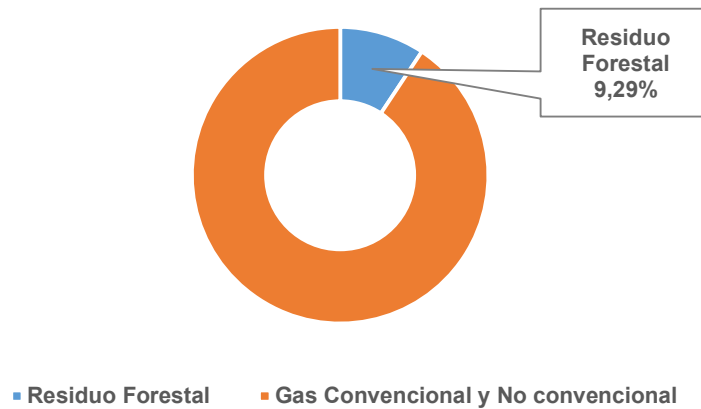


Figura 9.25: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Biomasa: Residuo Forestal versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para Residuo Ganadero

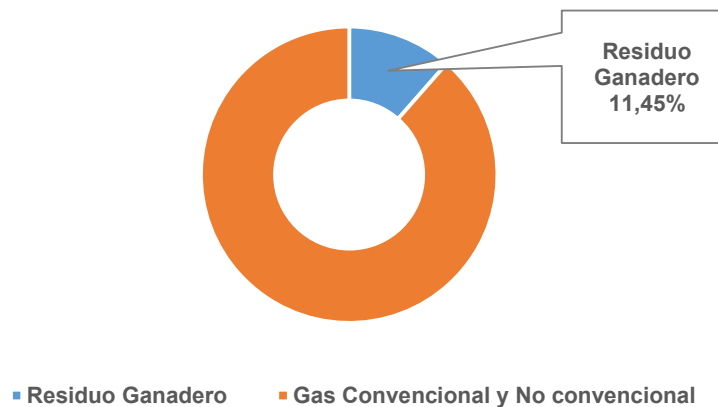


Figura 9.26: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Biomasa: Residuo Ganadero versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

En las figuras 9.27 y 9.28 se representan los valores del ciclo de vida de las emisiones armonizadas de GEI en gramos de CO₂ equivalente de la fuente energética Eólica en comparación con la fuente energética gas natural, en términos de la misma potencia eléctrica generada.

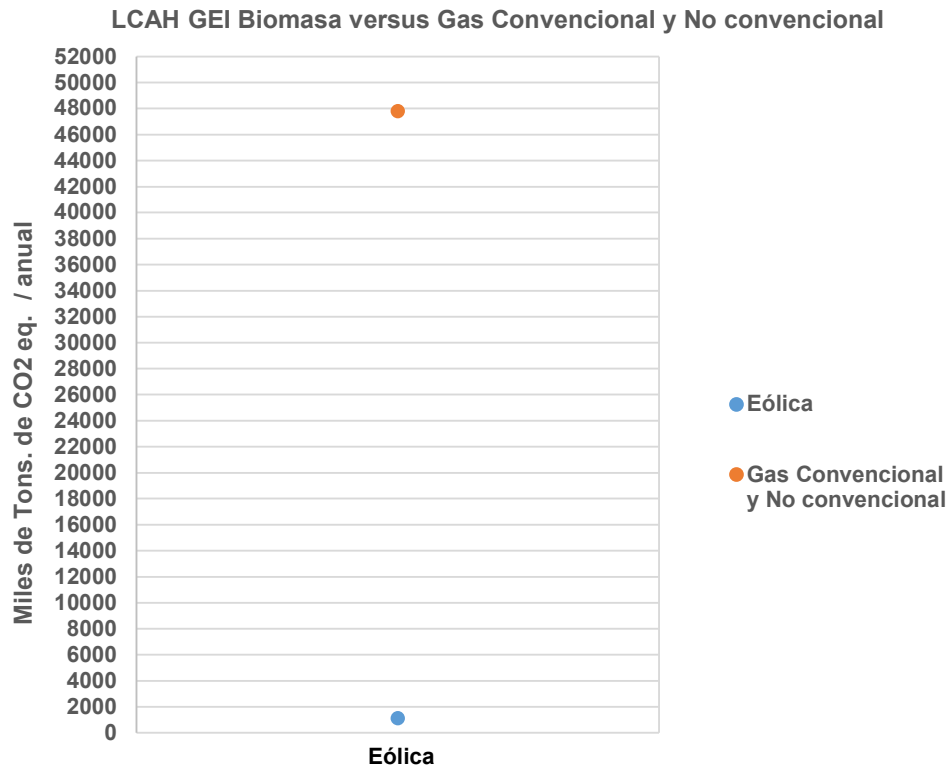


Figura 9.27: Ciclo de vida de las emisiones GEI armonizadas (LCAH) por la fuente energética Eólica versus la fuente de energía de hidrocarburos gas natural (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para Eólica

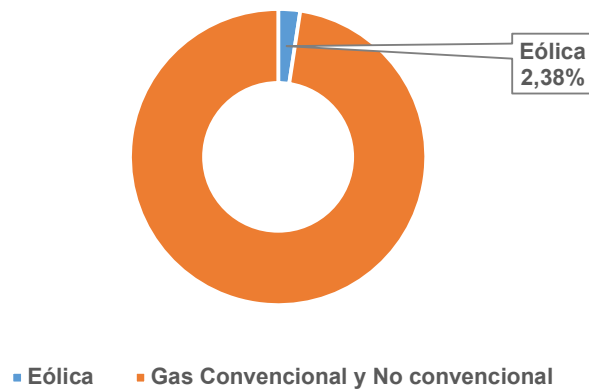


Figura 9.28: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Eólica versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

En las figuras 9.29, 9.30, 9.31, 9.32, 9.33 y 9.34 se representan los valores del ciclo de vida de las emisiones armonizadas de GEI en gramos de CO₂ equivalente de la fuente energética Geotermia, Hídrica (de Embalse y de Pasada) y Solar (SFV y CSP), en comparación con la fuente energética gas natural, en términos de la misma potencia eléctrica generada.

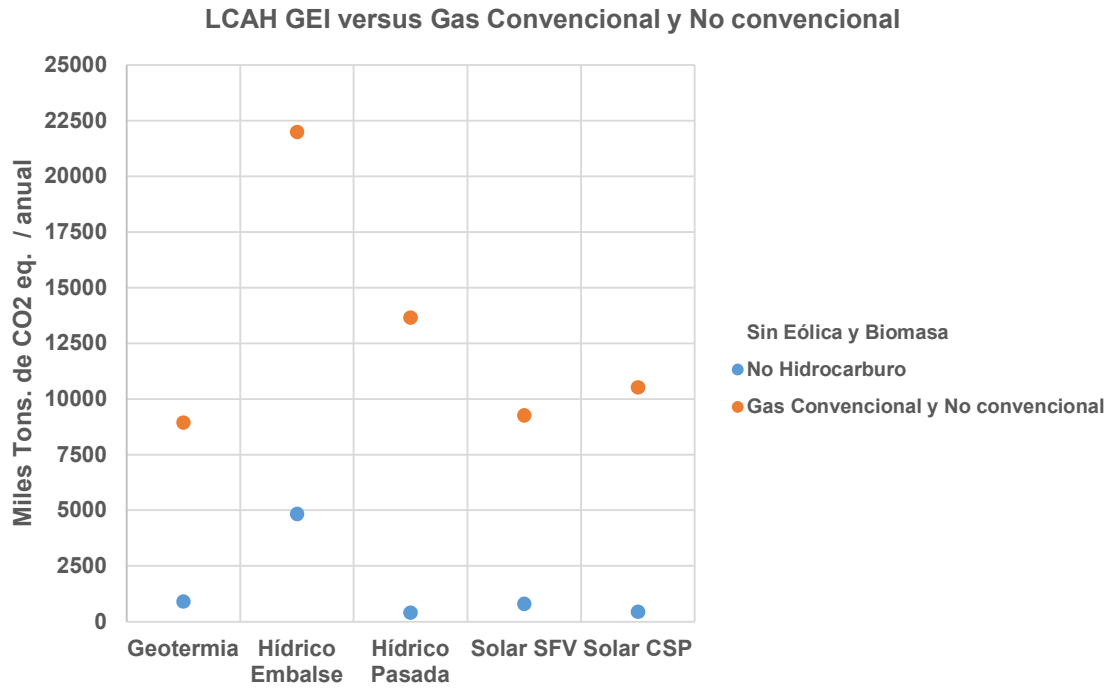


Figura 9.29: Ciclo de vida de las emisiones GEI armonizadas (LCAH) por la fuente energética Geotermia, Hídrica (de Embalse y de Pasada), Solar (SFV y CSP) versus la fuente de energía de hidrocarburos gas natural (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para Geotermia

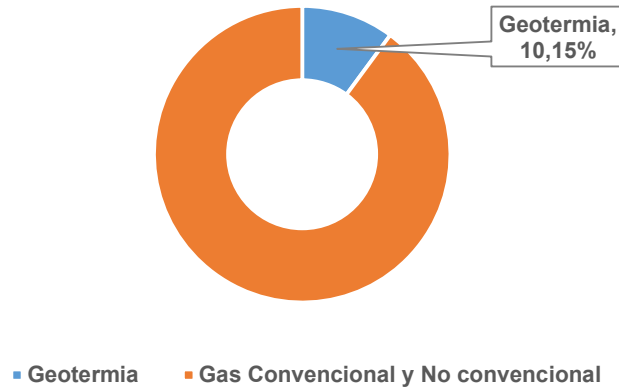


Figura 9.30: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Geotermia versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para Hídrico Embalse

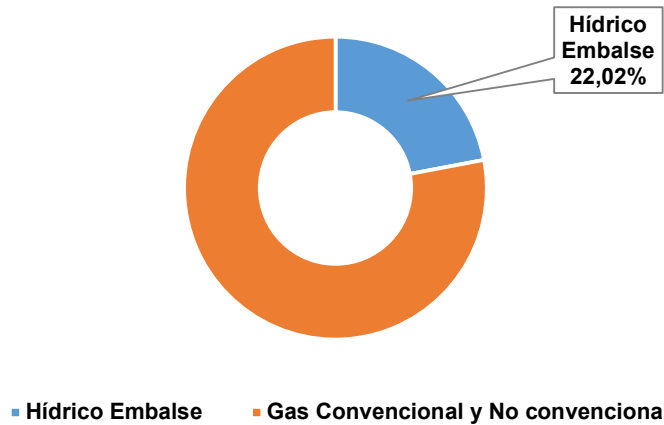


Figura 9.31: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Hídrico de Embalse versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

**Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para
Hídrico de Pasada**

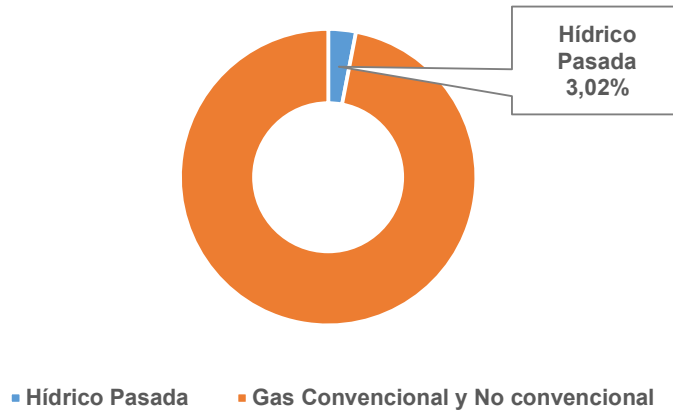


Figura 9.32: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Hídrico de Pasada versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

**Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para
Solar SFV**

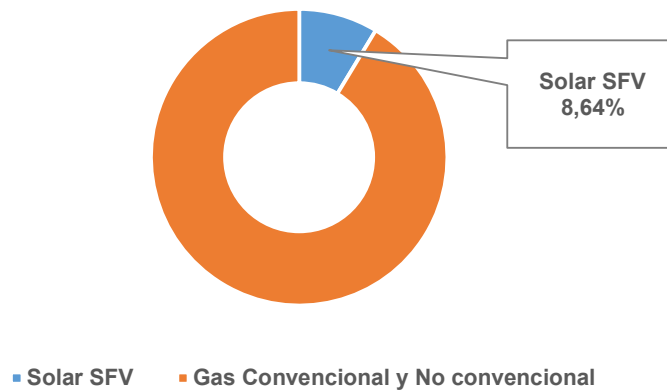


Figura 9.33: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Solar Fotovoltaica (SFV) versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

Proporción de emisiones de GEI en CO2 eq - anual para
Solar CSP

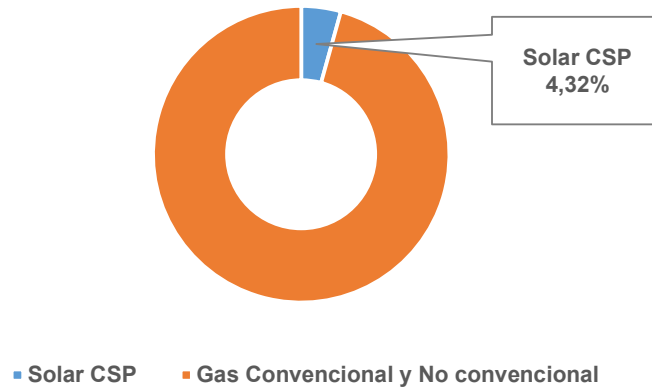


Figura 9.34: Proporción de las emisiones GEI en el Ciclo de vida (LCAH) por la fuente energética Solar de Concentración (CSP) versus las emisiones de GEI (LCAH) por fuentes de hidrocarburos: gas natural (elaboración propia).

9.3. Impacto socio-económico: Generación de empleo

Considerando los potenciales de generación de energía eléctrica que se podrían desarrollar en la provincia del Neuquén (tabla 9.4) por las fuentes energéticas relevadas, se puede asociar una cantidad de empleos potenciales vinculados a la construcción e instalación y la operación y mantenimiento (O&M) de cada fuente energética.

Tabla 9.4: Potencial de puestos de trabajo (empleos) asociados a cada fuente energética, durante las fases de construcción e instalación y, operación y mantenimiento considerando los potenciales de generación relevados para las fuentes energéticas No hidrocarburo (No HC) versus la fuente energética hidrocarburo gas natural (GN).

| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Empleos solo de Construcción e Instalación | Empleos solo de O&M |
|--|--------------------------|--|---------------------|
| Biomasa | 0,0033 | 29 | 15 |
| Eólica | 0,900 | 1260 | 180 |
| Geotermia | 2,207 | 8.828 | 3.752 |
| Hídrico (PAH ^{&}) | 3,780 | 48.128 | 9.449 |
| Hídrico (Embalse) | - | s/i # | s/i # |
| Solar SFV | 2,285 | 4.037 | 457 |
| Solar CSP | - | s/i # | s/i # |
| Total No HC | 9,175 | 62.283 | 13.854 |
| Total Gas natural (HC) | 9,175 | 9.175 | 918 |
| Proporción porcentual de empleo No Hc vs empleo HC | | 679% | 1.510% |

s/i: sin información

Fuente: elaboración propia.

&: La Ley N° 27.191 considera como energía renovable a la generada en centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de potencia, los denominados pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). En este sentido, implica una ampliación respecto a la Ley N° 26.190 que comprendía como hidroelectricidad renovable a aquellas potencias de hasta 30 MW.

De la tabla 9.4 se puede observar que la generación de empleo asociada a las fuentes energéticas no hidrocarburo (No HC) versus hidrocarburo (HC) – Gas natural (GN) es 679% superior para la demanda de empleo asociada a la Construcción e Instalación y del 1.510% superior para la demanda de empleo asociada a la O&M, para la misma potencia instalada. Además, en la gráfica de la figura 9.35 se puede observar la evolución en el tiempo (años) del empleo potencial demandado para todas las fuentes energéticas consideradas (no hidrocarburos e hidrocarburo) en el periodo del ciclo de vida máximo considerado de 33 años (3 C&I + 30 O&M).

Evolución de la demanda de empleo No HC vs Hidrocarburo (HC)

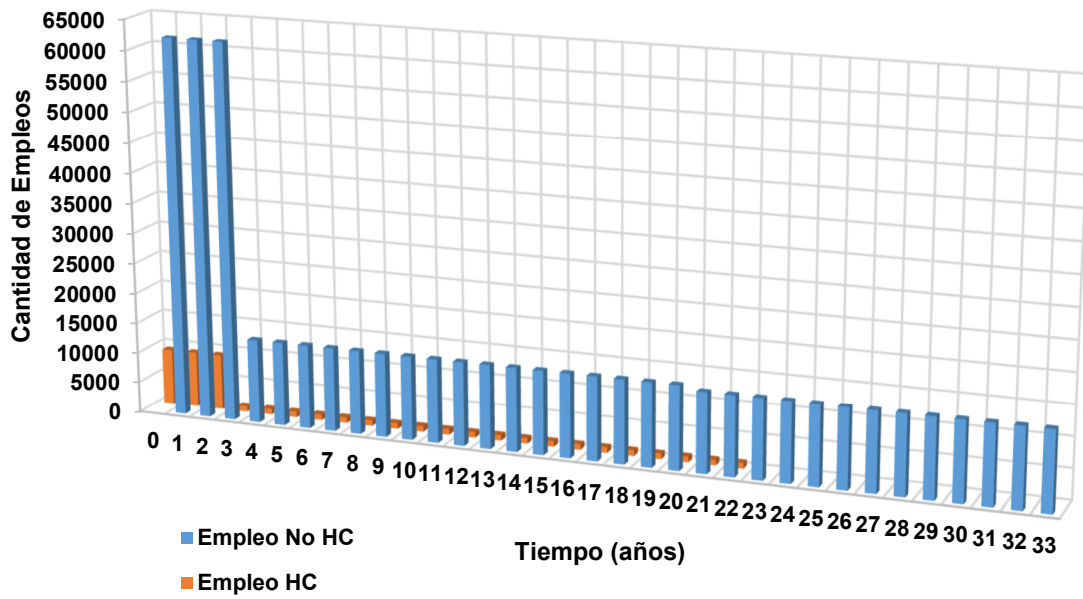


Figura 9.35: Evolución del empleo demandado en el periodo de tiempo de 33 años, de las fuentes energéticas en su totalidad, distinguiendo el total de fuentes energéticas No HC y las fuentes energéticas de Hidrocarburos (HC) (elaboración propia).

10. Regionalización de las fuentes energéticas

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de los potenciales de generación de energía eléctrica por las distintas fuentes, representadas en un mapa de la provincia del Neuquén en una propuesta de regionalización y división de la provincia en tres regiones identificadas como Norte, Centro y Sur (figura 10.1).

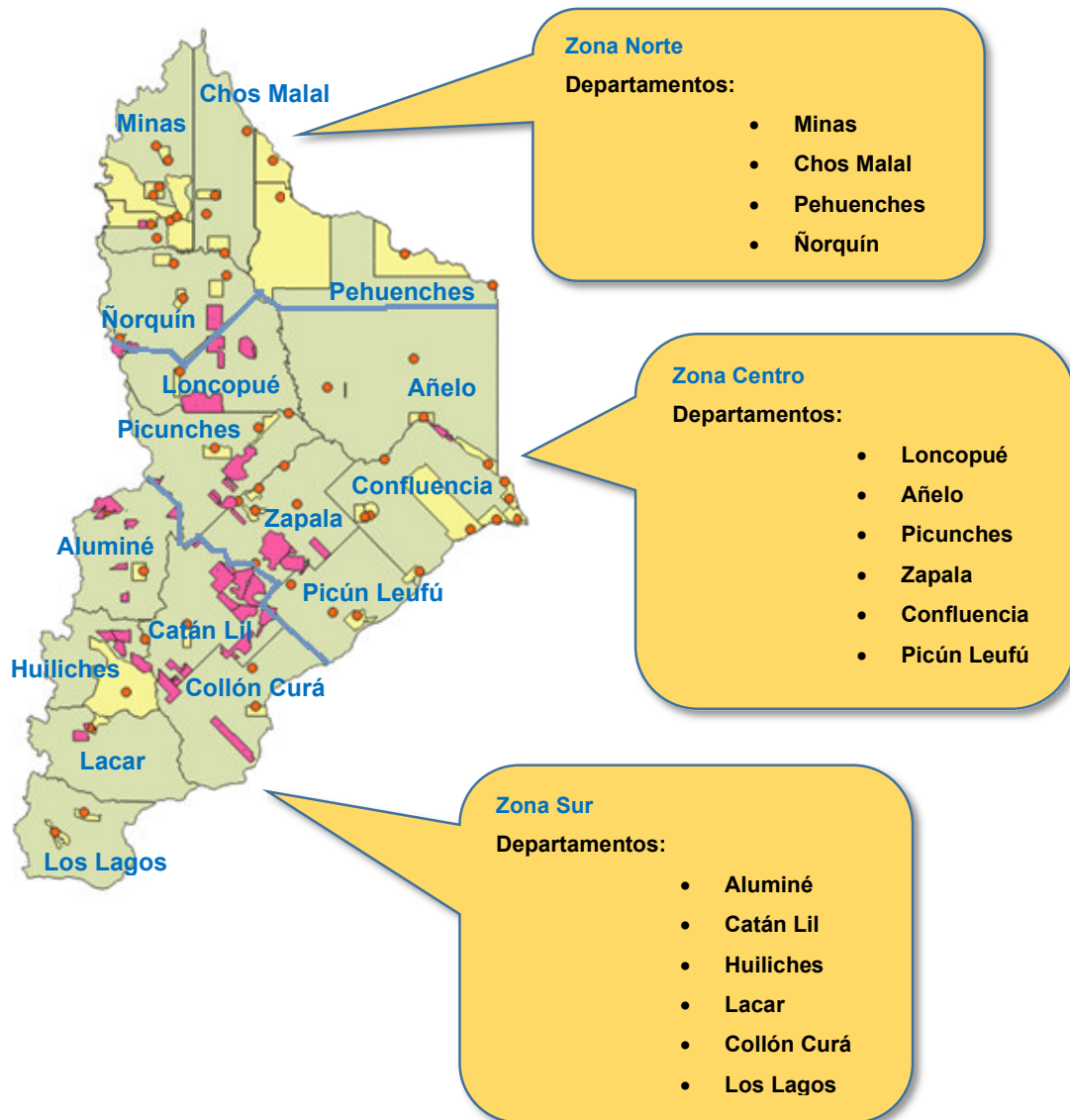


Figura 10.1: Zonas adoptadas para la distribución de las fuentes energéticas estudiadas (elaboración propia)

10.1 Población

En la tabla 10.1 se presentan los datos de población para cada Zona considerada y Departamento provincial considerando en Censo de 2010 y una proyección de la población para el 2019 según datos del INDEC.

Tabla 10.1: Población para cada Zona considerada y Departamento provincial considerando el Censo de 2010 y una proyección de la población para el 2019 según datos del INDEC.

| Región | Departamento | Población Censo 2010 | Población proyectada 2019 | Totales por Zona | | |
|--------|--------------|----------------------|---------------------------|------------------|---------------------------|---|
| | | | | Censo 2010 | Población proyectada 2019 | Pob. Rural proyectada 2019 ^{&} |
| Norte | Minas | 7.620 | 7.906 | 52.709 | 64.991 | 16.248 |
| | Chos Malal | 15.853 | 17.123 | | | |
| | Pehuenches | 23.587 | 33.963 | | | |
| | Ñorquín | 5.649 | 5.999 | | | |
| Centro | Loncopúe | 7.196 | 7.802 | 463.651 | 528.336 | 26.417 |
| | Añelo | 11.121 | 16.003 | | | |
| | Picunches | 7.294 | 8.005 | | | |
| | Zapala | 38.019 | 40.148 | | | |
| | Confluencia | 376.434 | 422.415 | | | |
| | Picun Leufú | 23.587 | 33.963 | | | |
| Sur | Aluminé | 8.582 | 11.384 | 58.835 | 71.429 | 10.714 |
| | Catán Lil | 2.695 | 2.879 | | | |
| | Huiliches | 15.274 | 17.605 | | | |
| | Lacar | 15.274 | 17.605 | | | |
| | Collón Curá | 4.717 | 4.899 | | | |
| | Los Lagos | 12.293 | 17.057 | | | |
| Total | | | | 575.195 | 664.756 | 53.379 |

Fuente: elaboración en base a datos del INDEC

[&]: Para la estimación de la población rural proyectada para 2019 se calcularon los porcentajes promedio de población rural asociados a cada zona de la regionalización de los datos del Censo del 2010, siendo del 24% para la zona Norte, 5% para la zona Centro y del 15% para la zona Sur.

En la figura 10.2 se presentan datos de la población y población rural proyectada a 2019 (fuente: INDEC) para cada una de las zonas consideradas con los respectivos Departamentos provinciales agrupados.

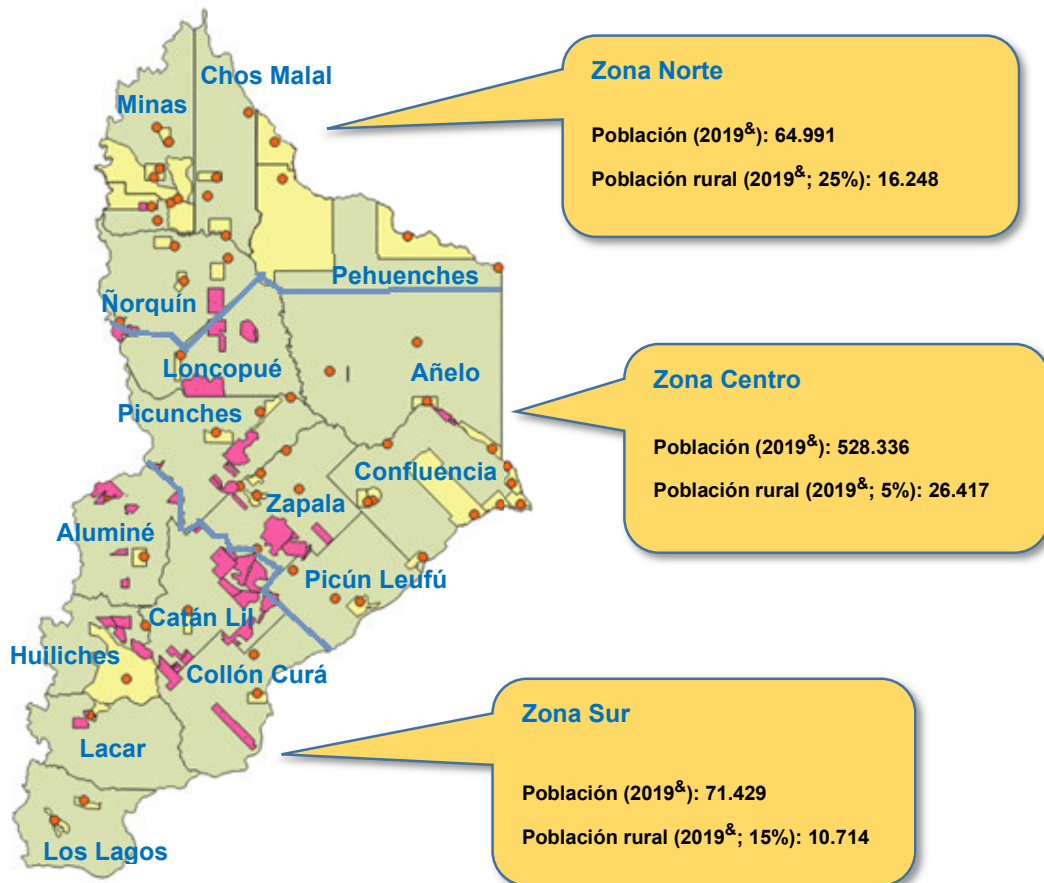


Figura 10.2: Población y población rural proyectada a 2019 para las Zonas adoptadas (elaboración propia).

[&] : Para el valor de la población se consideró la población proyectada al 2019 del Censo 2010 INDEC. Siendo que para estimar la población rural se realizó el promedio ponderado de los porcentajes de población rural (Censo 2010) asociados a cada Departamento municipal en cada zona (Norte, Centro y Sur).

10.2 Generación

Para la consideración de la generación de energía eléctrica, en este caso en particular, para la presentación en términos de la Regionalización se hicieron supuestos para algunas fuentes energéticas para considerar potenciales de generación algo más conservadores y cercanos a los desarrollados en la actualidad. Dentro de los supuestos considerados se tomó para la **generación de energía eléctrica por Residuo Forestal** los potenciales de generación obtenidos en la sección 7.1.2. Donde, se consideró la tecnología de Gas Ciclo Combinado (GCC) por ser la más atractiva. Para la **generación por Residuos Ganaderos** se consideró la división propuesta por Laharrague (Laharrague; 2015) (Sección 7.1.2).

Para el caso de **generación por energía Eólica** (Sección 7.2) se consideró una densidad de generación de 3,874 MW / km², ocupando 228 km² de la superficie de la provincia del Neuquén. Esto se corresponde al 10% del área de la superficie relevada para su destino a generación eólica (22.815 km²) y al 0,242% del área de la superficie de la provincia del Neuquén (94.078 km²).

Para el caso de la **generación por energía Geotérmica** (Sección 7.3) se consideró para los tres casos considerados de los yacimientos geotérmicos Domuyo, Copahue-Caviahue y Epulafquen, el mismo valor del Factor de Recuperación Térmica (Rg) igual al 15% (Rg = 15%).

Para el caso de la **generación por energía Hídrica** (Sección 7.4) se consideraron todos los potenciales obtenidos (sección 7.4) y se dividieron las generaciones obtenidas de los tramos de los ríos Barrancas-Colorado y la mitad de la generación obtenida por el tramo del río Neuquén para la región norte, la mitad de la generación obtenida de los tramos de los ríos Neuquén y Limay para la región centro y la mitad de la generación obtenida del tramo del río Limay para la región sur.

Para el caso de la **generación por energía solar** (Sección 7.5) se obtuvo que la potencia a instalar es de 2,60 GW para solar de concentración (CSP) y de 2,26 GW de solar fotovoltaica (SFV); considerando para ambas tecnologías el 0,1% del área de la superficie irradiada de la provincia del Neuquén equivalente a 94,08 km². Para los cálculos asociados a las Zonas (Norte, centro y Sur) el potencial de generación por la fuente solar se dividió en partes iguales (1/3) entre las tres zonas (1,63 GW para cada zona). En la tabla 10.2 se presentan los factores de capacidad (FC) considerados, en

la tabla 10.3 se resumen las potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada zona considerada y en la tabla 10.4 los potenciales de generación eléctrica.

Tabla 10.2: Factores de Capacidad (FC) considerados

| FC | |
|--------------------|-------|
| Biomasa Forestal | 0,86 |
| Biomasa Ganadero | 0,80 |
| Eólica | 0,49 |
| Geotermia | 0,82 |
| Hídrico de Embalse | 0,61 |
| Hídrico de Pasada | 0,65 |
| Solar SFV | 0,18 |
| Solar CSP | 0,376 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.3: Potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada.

| Región | Potencias (GW) | | | | | Total por Zona (GW) |
|-----------------------------------|---------------------------------------|--------|-----------|---------|-------|---------------------|
| | Biomasa (Residuo Forestal y Ganadero) | Eólica | Geotermia | Hídrico | Solar | |
| Norte | 0,00015 | 0,300 | 2,08 | 3,16 | 1,63 | 7,16 |
| Centro | 0,0016 | 0,300 | --- | 2,94 | 1,63 | 4,87 |
| Sur | 0,0016 | 0,300 | 0,127 | 2,69 | 1,63 | 4,75 |
| Total por fuentes energética (GW) | 0,0033 | 0,900 | 2,21 | 8,79 | 4,88 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.4: Potenciales de generación obtenidos por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada.

| Región | Potenciales de Generación eléctrica (GWh) | | | | | Total por Zona (GWh) |
|------------------------------------|--|--------|-----------|---------|--------|----------------------|
| | Biomasa ^{&} (Residuo Forestal y Ganadero) | Eólica | Geotermia | Hídrico | Solar | |
| Norte | 1,13 | 463 | 14.941 | 17.422 | 4.052 | 36.881 |
| Centro | 11,82 | 463 | 0,00 | 16.186 | 4.052 | 20.714 |
| Sur | 11,90 | 463 | 912 | 14.555 | 4.052 | 19.996 |
| Total por fuentes energética (GWh) | 24,85 | 1.390 | 15.853 | 48.164 | 12.157 | |

[&] Los factores de capacidad están asociados a cada fuente, Residuo Forestal y Ganadero, para la potencia considerada respectivamente.

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, y a raíz de no poder contar información sobre el empleo demandado o requerido por megavatio instalado para la fuente hidroeléctrica para instalaciones mayores a 50 MW[&] (Hidro > 50 MW) y la fuente Solar de concentración (Solar CSP) también se consideró el potencial de generación para este caso.

[&]: La Ley N° 27.191 considera como energía renovable a la generada en centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de potencia, los denominados pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). En este sentido, implica una ampliación respecto a la Ley N° 26.190 que comprendía como hidroelectricidad renovable a aquellas potencias de hasta 30 MW.

En la tabla 10.5 se resumen las potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada zona considerada y en la tabla 10.6 los potenciales de generación eléctrica. Donde no se consideró el potencial de generación asociado a la fuente hidroeléctrica para instalaciones mayores a 50 MW (Hidro > 50 MW) y la fuente Solar de concentración (Solar CSP); considerando el potencial de generación por la fuente hidroeléctrica es para la propuesta por tramos (ríos Barrancas-Colorado, Neuquén y Limay) sumado a instalaciones hidroeléctricas menores a 50 MW (Hidro < 50 MW) y, para el caso de generación por energía solar se consideró que en cada región es a través de instalaciones solar fotovoltaico (Solar SFV).

Tabla 10.5: Potencias obtenidas por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada, sin Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Región | Potencias (GW) - Sin Solar CSP e Hidro (> 50 MW) | | | | | | Total por Zona (GW) |
|-----------------------------------|--|--------|-----------|-------------------|-----------------------------|-----------|------------------------|
| | Biomasa (Residuo Forestal y Ganadero) | Eólica | Geotermia | Hídrico (< 10 MW) | Hídrico (> 10 MW y < 50 MW) | Solar SFV | |
| Norte | 0,00015 | 0,30 | 2,08 | 1,58 | 0,272 | 0,76 | 4,29 |
| Centro | 0,0016 | 0,30 | --- | 1,28 | 0,064 | 0,76 | 2,41 |
| Sur | 0,0016 | 0,30 | 0,127 | 0,51 | 0,076 | 0,76 | 1,77 |
| Total por fuentes energética (GW) | 0,0033 | 0,90 | 2,21 | 3,78 | | 2,29 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.6: Potenciales de generación obtenidos por las distintas fuentes energéticas en cada región considerada, sin Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Región | Potenciales de Generación eléctrica ajustados por FC (GWh) - Sin Solar CSP e Hidro (> 50 MW) | | | | | | Total por Zona (GWh) |
|------------------------------------|--|--------|-----------|-------------------|-----------------------------|-----------|-------------------------|
| | Biomasa (Residuo Forestal y Ganadero) | Eólica | Geotermia | Hídrico (< 10 MW) | Hídrico (> 10 MW y < 50 MW) | Solar SFV | |
| Norte | 1,13 | 463 | 14.941 | 8.974 | 1.454 | 1.201 | 27.035 |
| Centro | 11,82 | 463 | 0,00 | 7.316 | 342 | 1.201 | 9.334 |
| Sur | 11,90 | 463 | 912 | 2.886 | 406 | 1.201 | 5.881 |
| Total por fuentes energética (GWh) | 24,85 | 1.390 | 15.853 | 21.377 | | 3.603 | |

Fuente: elaboración propia.

10.3 Costos

En la tabla 10.7 se presentan los costos estimados para cada tipo de fuente energética en términos de los costos de Instalación (I) y, Operación y mantenimiento (O&M). Y en las tablas 10.8 (Zona Norte), 10.9 (Zona Centro) y 10.10 (Zona Sur) se presentan los costos obtenidos para los potenciales de generaciones obtenidos para cada zona considerada.

Para el caso de la fuente energética solar se consideró para el cálculo del costo, la potencia de cada región dividida en dos partes iguales para asignar a cada tipo de generación, Solar CSP o Solar SFV.

Tabla 10.7: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética.

| Fuente energética | | Costos (USD) | | |
|-------------------|------------------|--------------|--------------------------------|---------------|
| | | Instalación | O&M (anuales) | |
| | | | Fijos | Variables |
| Biomasa | Forestal | 5.000 USD/kW | 6% Costos instalación | 0,005 USD/kWh |
| | Ganadero | 4.220 USD/kW | 6% Costos instalación | 0,005 USD/kWh |
| Eólica | | 1.473 USD/kW | 30% LCOE = 0,015 USD/kW | |
| Geotermia | | 3.916 USD/kW | 2,5% de los Costos instalación | 0,02 USD/kWh |
| Hídrico | Embalse (Grande) | 2.029 USD/kW | 0,022 USD/kWh | |
| | Pasada (Pequeño) | 3.000 USD/kW | 0,03 USD/kWh | |
| Solar | SFV | 995 USD/kW | 18 USD/kW | |
| | CSP | 5.774 USD/kW | 0,04 USD/kWh | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.8: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Norte.

| Zona Norte | | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------|----------------------|------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Ciclo de vida | Años Construcción e Instalación | Años O&M | Costo | |
| | | | | | Instalación (MM USD) | O&M (MM USD/año) |
| Biomasa | 0,00015 | 23 | 3 | 20 | 0,750 | 0,006 |
| Eólica | 0,30 | 23 | 3 | 20 | 441,90 | 0,002 |
| Geotermia | 2,08 | 33 | 3 | 30 | 8.145,28 | 298,82 |
| Hídrico | 3,16 | 33 | 3 | 30 | 5.030,17 | 455,09 |
| Solar | 1,63 | 23 | 3 | 20 | 5.508,0 | 109,84 |
| Total (MM USD) | | | | | 19.126,10 | 863,76 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.9: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Centro.

| Zona Centro | | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------|----------------------|------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Ciclo de vida | Años Construcción e Instalación | Años O&M | Costo | |
| | | | | | Instalación (MM USD) | O&M (MM USD/año) |
| Biomasa | 0,0016 | 23 | 3 | 20 | 7,709 | 0,059 |
| Eólica | 0,30 | 23 | 3 | 20 | 441,90 | 0,002 |
| Geotermia | 0 | 33 | 3 | 30 | --- | --- |
| Hídrico | 2,94 | 33 | 3 | 30 | 7.222,63 | 414,62 |
| Solar | 1,63 | 23 | 3 | 20 | 5.508,0 | 109,84 |
| Total (MM USD) | | | | | 13.180,24 | 524,53 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.10: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Sur.

| Zona Sur | | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------|----------------------|------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Ciclo de vida | Años Construcción e Instalación | Años O&M | Costo | |
| | | | | | Instalación (MM USD) | O&M (MM USD/año) |
| Biomasa | 0,0016 | 23 | 3 | 20 | 7,039 | 0,059 |
| Eólica | 0,30 | 23 | 3 | 20 | 441,90 | 0,002 |
| Geotermia | 0,13 | 33 | 3 | 30 | 497,33 | 18,25 |
| Hídrico | 2,69 | 33 | 3 | 30 | 5.951,66 | 343,32 |
| Solar | 1,63 | 23 | 3 | 20 | 5.508,0 | 109,84 |
| Total (MM USD) | | | | | 12.406,60 | 471,47 |

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, se consideró el caso en que no fueron contempladas la generación por Hidro mayor a 50 MW y Solar CSP. En las tablas 10.11, 10.12 y 10.13 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 10.11: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Norte, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Zona Norte | | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------|----------------------|------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Ciclo de vida | Años Construcción e Instalación | Años O&M | Costo | |
| | | | | | Instalación (MM USD) | O&M (MM USD/año) |
| Biomasa | 0,00015 | 23 | 3 | 20 | 0,750 | 0,006 |
| Eólica | 0,30 | 23 | 3 | 20 | 441,90 | 0,002 |
| Geotermia | 2,08 | 33 | 3 | 30 | 8.145,28 | 298,82 |
| Hídrico (< 50 MW) | 1,85 | 33 | 3 | 30 | 4.782,84 | 272,33 |
| Solar SFV | 1,63 | 23 | 3 | 20 | 5.508,0 | 5,27 |
| Total (MM USD) | | | | | 18,878,77 | 576,44 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.12: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Centro sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Zona Centro | | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------|----------------------|------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Ciclo de vida | Años Construcción e Instalación | Años O&M | Costo | |
| | | | | | Instalación (MM USD) | O&M (MM USD/año) |
| Biomasa | 0,0016 | 23 | 3 | 20 | 7,039 | 0,059 |
| Eólica | 0,30 | 23 | 3 | 20 | 441,90 | 0,002 |
| Geotermia | 0 | 33 | 3 | 30 | --- | --- |
| Hídrico (< 50 MW) | 1,35 | 33 | 3 | 30 | 3.984,35 | 503,04 |
| Solar SFV | 1,63 | 23 | 3 | 20 | 5.508,0 | 5,27 |
| Total (MM USD) | | | | | 9.941,28 | 508,37 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.13: Costos de Instalación y, Operación y mantenimiento (O&M) para cada tipo de fuente energética para la Zona Sur, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Zona Sur | | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------|----------------------|------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Ciclo de vida | Años Construcción e Instalación | Años O&M | Costo | |
| | | | | | Instalación (MM USD) | O&M (MM USD/año) |
| Biomasa | 0,0016 | 23 | 3 | 20 | 7,039 | 0,059 |
| Eólica | 0,30 | 23 | 3 | 20 | 441,90 | 0,002 |
| Geotermia | 0,127 | 33 | 3 | 30 | 497,33 | 18,25 |
| Hídrico (< 50 MW) | 0,58 | 33 | 3 | 30 | 1.674,53 | 95,50 |
| Solar SFV | 1,63 | 23 | 3 | 20 | 19.531,91 | 5,27 |
| Total (MM USD) | | | | | 8.128,80 | 119,08 |

Fuente: elaboración propia.

10.4 Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual

En las tablas 10.14 (Zona Norte), 10.15 (Zona Centro) y 10.16 (Zona Sur) se presentan las cantidades de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) en equivalentes de CO₂ anuales y valor relativo porcentual respecto de la emisión de GEI al realizar la generación equivalente por Gas Natural (GN), considerando los potenciales de generación respectivos a cada tipo de generación.

Tabla 10.14: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual para la Zona Norte.

| Zona Norte | | | |
|-------------------|---------------|---------------------------------------|-----------|
| Fuente energética | Energía (GWh) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % Resp GN |
| Biomasa | 1,13 | 0,05 | 9,29% |
| Eólica | 464 | 5,10 | 2,38% |
| Geotermia | 14.941 | 702,23 | 10,15% |
| Hídrico | 17.423 | 1.457,44 | 18,07% |
| Solar (SFV+CSP) | 4.052,40 | 121,57 | 6,48% |
| Total | 36.881 | 2.286,39 | 13,39% |
| Hidrocarburos GN | 36.881 | 17.075,75 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.15: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual para la Zona Centro.

| Zona Centro | | | |
|-------------------|---------------|---------------------------------------|-----------|
| Fuente energética | Energía (GWh) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % Resp GN |
| Biomasa | 11,82 | 0,53 | 9,70% |
| Eólica | 463,58 | 5,20 | 2,38% |
| Geotermia | 0,00 | --- | --- |
| Hídrico | 16.186 | 1.398,37 | 18,66% |
| Solar (SFV+CSP) | 4.052,40 | 121,57 | 6,48% |
| Total | 20.714,0 | 1.525,57 | 15,91% |
| Hidrocarburos GN | 20.714,0 | 9.590,58 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.16: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual para la Zona Sur.

| Zona Sur | | | |
|-------------------|---------------|---------------------------------------|-----------|
| Fuente energética | Energía (GWh) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % Resp GN |
| Biomasa | 11,90 | 0,53 | 9,70% |
| Eólica | 463,58 | 5,10 | 2,38% |
| Geotermia | 912,27 | 42,88 | 10,15% |
| Hídrico | 14.555,99 | 1.880,15 | 27,90% |
| Solar (SFV+CSP) | 4.052,40 | 121,57 | 6,48% |
| Total | 19.996,14 | 2.050,23 | 22,15% |
| Hidrocarburos GN | 19.996,14 | 9.258,21 | |

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, en las tablas 10.17 (Zona Norte), 10.18 (Zona Centro) y 10.19 (Zona Sur) se presentan las cantidades de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) en equivalentes de CO₂ anuales y valor relativo porcentual respecto de la emisión de GEI al realizar la generación equivalente por Gas Natural (GN), sin considerar los casos de generación eléctrica por Hidro > 50 MW y Solar CSP. Cabe señalar que el caso Hidro < 50 MW, se divide en dos casos, Hidro menor a 10 MW e Hidro entre 10 MW y 50 MW, asociados a la división entre los casos de Hidro de Pasada (< 10 MW) e Hidro de Embalse (> 10 MW), respectivamente.

Tabla 10.17: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual para la Zona Norte, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Zona Norte | | | |
|-------------------|---------------|---------------------------------------|-----------|
| Fuente energética | Energía (GWh) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % Resp GN |
| Biomasa | 1,13 | 0,049 | 9,29% |
| Eólica | 463,58 | 5,10 | 2,38% |
| Geotermia | 14.941,06 | 702,23 | 10,15% |
| Hídrico (< 50 MW) | 10.427,74 | 273,89 | 5,67% |
| Sola SFV | 1.201,16 | 48,05 | 8,64% |
| Total | 27.034,66 | 1.029,32 | 8,22% |
| Hidrocarburos GN | 27.034,66 | 12.517,05 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.18: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual para la Zona Centro, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Zona Centro | | | |
|-------------------|---------------|---------------------------------------|-----------|
| Fuente energética | Energía (GWh) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % Resp GN |
| Biomasa | 11,82 | 0,53 | 9,70% |
| Eólica | 463,58 | 5,10 | 2,38% |
| Geotermia | 0,00 | --- | --- |
| Hídrico (< 50 MW) | 7.657,81 | 137,30 | 3,87% |
| Sola SFV | 1.201,16 | 48,05 | 8,64% |
| Total | 9.334,37 | 190,98 | 1,95% |
| Hidrocarburos GN | 9.334,37 | 9.738,56 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.19: Emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) equivalente en CO₂ anual para la Zona Sur, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP.

| Zona Sur | | | |
|-------------------|---------------|---------------------------------------|-----------|
| Fuente energética | Energía (GWh) | Miles Tons CO ₂ eq - anual | % Resp GN |
| Biomasa | 11,90 | 0,53 | 9,70% |
| Eólica | 463,58 | 5,10 | 2,38% |
| Geotermia | 912,27 | 42,88 | 10,15% |
| Hídrico (< 50 MW) | 3.291,68 | 81,82 | 5,37% |
| Sola SFV | 1.201,16 | 48,05 | 8,64% |
| Total | 5.880,59 | 178,38 | 2,48% |
| Hidrocarburos GN | 5.880,59 | 7.191,67 | |

Fuente: elaboración propia.

10.5 Empleo

En las tablas 10.20 (Zona Norte), 10.21 (Zona Centro) y 10.22 (Zona Sur) se presentan las cantidades de empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética considerada en cada zona propuesta, donde, no se consideraron la generación por la fuente Hidro > 50 MW y Solar CSP, por no contar información sobre la cantidad de empleo demandado por megavatio instalado para cada una de esas fuentes energéticas.

Tabla 10.20: Empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética para la Zona Norte.

| Zona Norte | | | | | |
|-------------------------|--------------------------|---|----------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Potencial de puestos de trabajo (empleos/año) | | Ciclo de vida (años) | Años Construcción e Instalación |
| | | Construcción e Instalación | O&M | | |
| Biomasa | 0,00015 | 1 | 1 | 20 | 3 |
| Eólica | 0,30 | 420 | 60 | 20 | 3 |
| Geotermia | 2,08 | 8.320 | 3.536 | 30 | 3 |
| Hídrico PAH & (< 50 MW) | 1,85 | 23.532 | 4.620 | 30 | 3 |
| Solar SFV | 0,76 | 1.346 | 152 | 20 | 3 |
| Total de empleos | | 33.620 | 8.369 | 8.156 | |
| | | Por 3 años | Por al menos 20 años | Para los últimos 10 años | |

Fuente: elaboración propia.

&: La Ley N° 27.191 considera como energía renovable a la generada en centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de potencia, los denominados pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). En este sentido, implica una ampliación respecto a la Ley N° 26.190 que comprendía como hidroelectricidad renovable a aquellas potencias de hasta 30 MW.

Tabla 10.21: Empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética para la Zona Centro.

| Zona Centro | | | | | |
|-----------------------|--------------------------|---|----------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Potencial de puestos de empleos (empleos/año) | | Ciclo de vida (años) | Años Construcción e Instalación |
| | | Construcción e Instalación | O&M | | |
| Biomasa | 0,0016 | 14 | 7 | 20 | 3 |
| Eólica | 0,30 | 420 | 60 | 20 | 3 |
| Geotermia | 0 | 0 | 0 | 30 | 3 |
| Hídrico PAH (< 50 MW) | 1,35 | 17.175 | 3.372 | 30 | 3 |
| Solar (SFV) | 0,76 | 1.346 | 152 | 20 | 3 |
| Total de empleos | | 18.995 | 3.592 | 3.372 | |
| | | Por 3 años | Por al menos 20 años | Para los últimos 10 años | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10.22: Empleo generado o demandado, asociado a la Construcción e Instalación y la Operación y Mantenimiento (O&M) para cada fuente energética para la Zona Sur.

| Zona Sur | | | | | |
|-----------------------|--------------------------|---|----------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Fuente energética | Potencia a instalar (GW) | Potencial de puestos de empleos (empleos/año) | | Ciclo de vida (años) | Años Construcción e Instalación |
| | | Construcción e Instalación | O&M | | |
| Biomasa | 0,0016 | 14 | 7 | 20 | 3 |
| Eólica | 0,30 | 420 | 60 | 20 | 3 |
| Geotermia | 0,127 | 508 | 216 | 30 | 3 |
| Hídrico PAH (< 50 MW) | 0,58 | 7.421 | 1.457 | 30 | 3 |
| Solar (SFV) | 0,76 | 1.346 | 152 | 20 | 3 |
| Total de empleos | | 9.708 | 1.893 | 1.673 | |
| | | Por 3 años | Por al menos 20 años | Para los últimos 10 años | |

Fuente: elaboración propia.

10.6 Mapa de la Regionalización

En la figura 10.3 se presentan las fuentes energéticas consideradas para cada zona, mientras que en la figura 10.4 se presentan los valores obtenidos correspondientes a la población, costos de construcción e instalación (C&I) y, operación y mantenimiento (O&M); además, se presentan las emisiones de GEI y el potencial de generación para cada región propuesta en la regionalización en la provincia del Neuquén.



Figura 10.3: Fuentes energéticas consideradas para cada zona (elaboración propia).

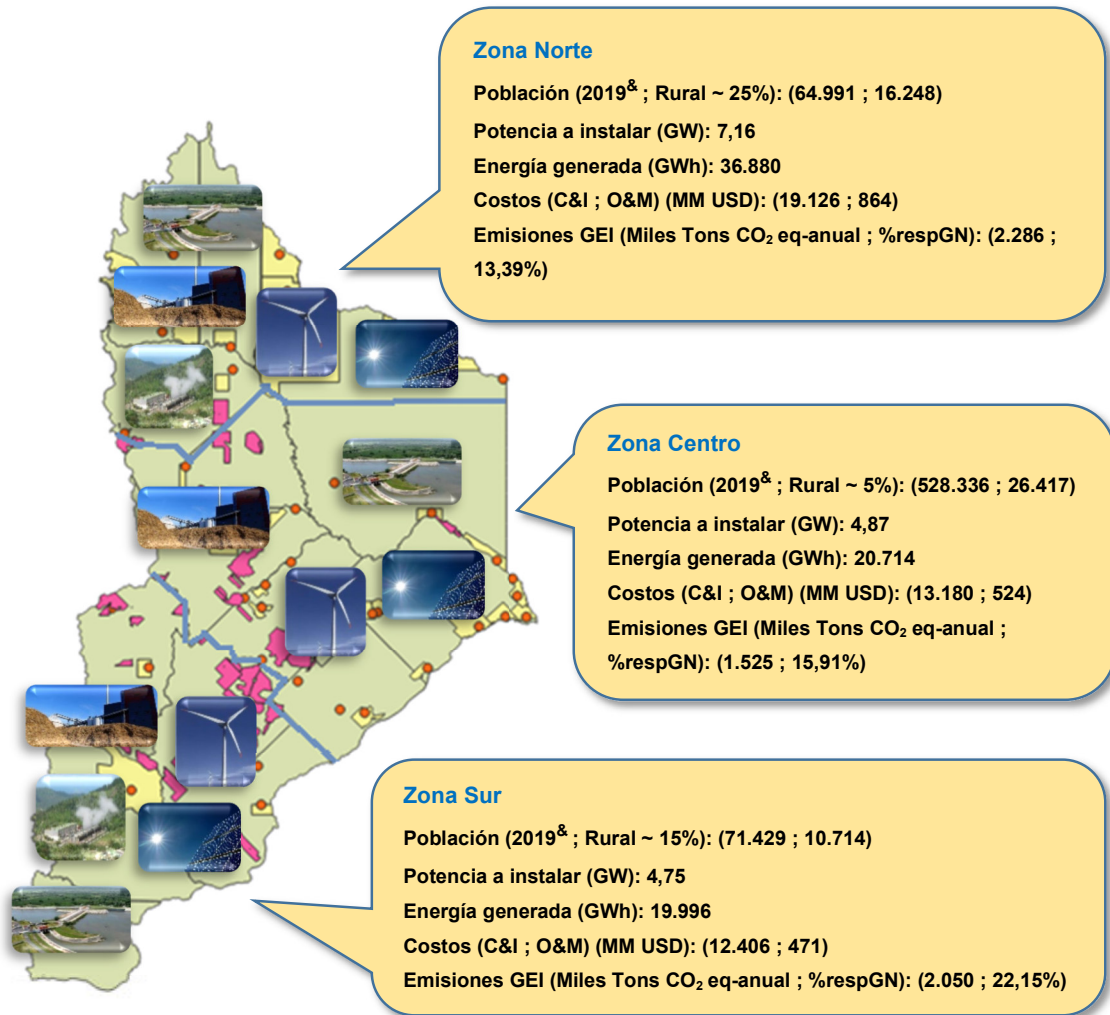


Figura 10.4: Valores correspondientes a población, generación, costos y emisiones de GEI, para cada zona considerada en la provincia del Neuquén (elaboración propia).

[&] : Para el valor de la población se consideró la población proyectada al 2019 del Censo 2010 INDEC. Siendo que para estimar la población rural se realizó el promedio ponderado de los porcentajes de población rural (Censo 2010) asociados a cada Departamento municipal en cada zona (Norte, Centro y Sur).

En la figura 10.5 se presentan los valores obtenidos correspondientes a la población, costos de construcción e instalación (C&I) y, operación y mantenimiento (O&M); además, se presentan las emisiones de GEI y el potencial de generación; para cada región propuesta en la regionalización en la provincia del Neuquén, donde no se consideraron los valores correspondientes a Hidro PAH (> 50 MW) y Solar CSP; al no contar con la información respectiva. Para el caso Solar SFV, se tomó la potencia a instalar ajustada por la eficiencia (2,285 GW) de energía solar fotovoltaica. Para el caso de Hidro solo se consideró la potencia asociada a Hidro PAH (< 50 MW), donde el análisis contempla los casos de Hidro menor a 10 MW e Hidro entre 10 MW y 50 MW, asociado a los distintos parámetros considerados en lo referente a LCOE, Costos, LCAH y Generación de empleo.

Con esta realidad, sobre la oferta de los recursos energéticos renovables que pueden desarrollarse en la Provincia se puede lograr una diversificación en la matriz energética, que incluso pueda atender sectores o regiones que no están provistos del servicio eléctrico. Además del hecho que puede brindar autonomía energética a regiones marginales del sistema central de provisión de energía eléctrica de la provincia, asimismo tener un fuerte impacto en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y generación de empleo. Todo esto hace pensar en Neuquén como una gran usina de generación eléctrica, que pueda abastecer sus necesidades internas de manera renovable y sustentable. Con excedentes de producción eléctrica que le permitan poner en valor de mercado como producto final, o bien, agregarle valor destinando su uso para el desarrollo tecnológico-industrial de la provincia.

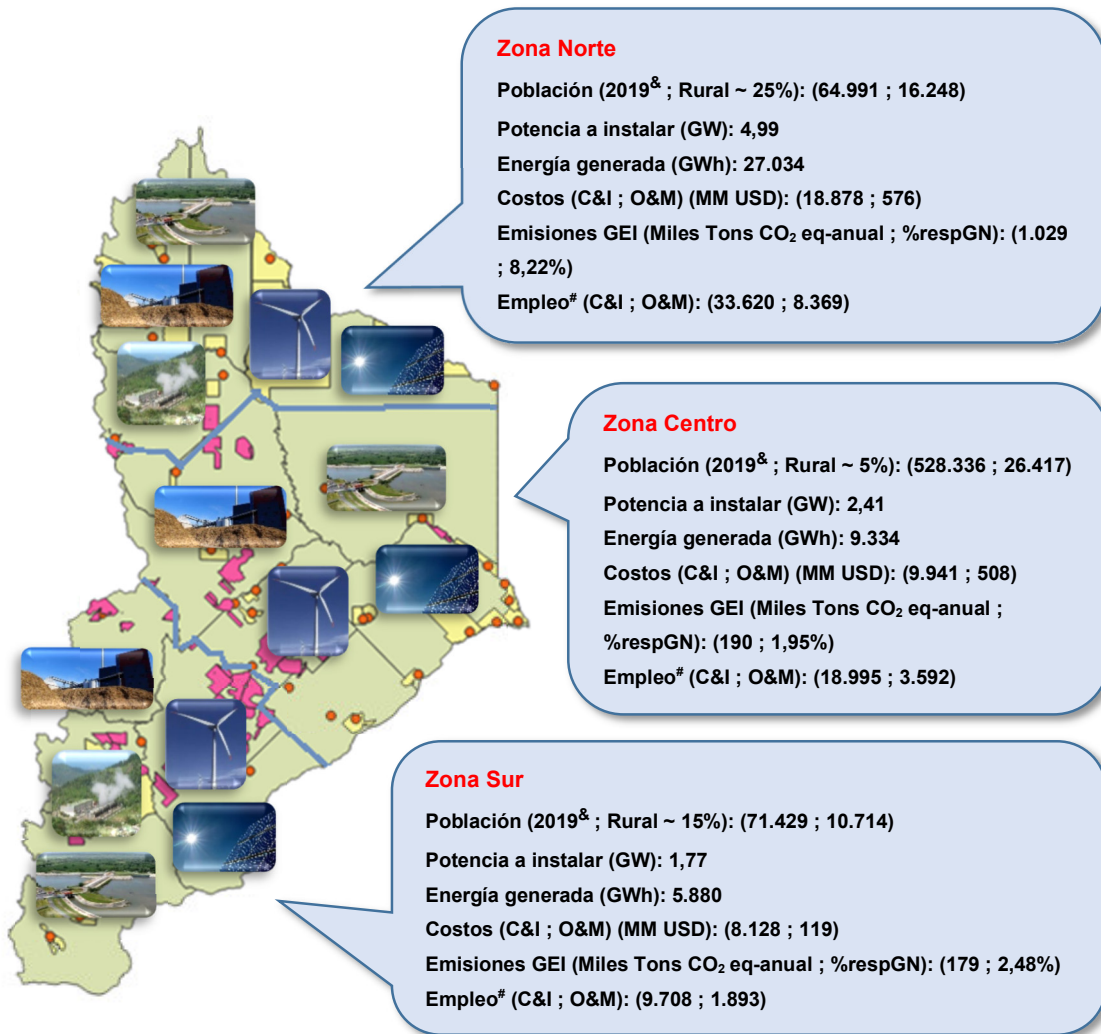


Figura 10.5: Valores correspondientes a población, generación, costos, emisiones de GEI y empleo, para cada zona considerada en la provincia del Neuquén, sin considerar Hidro > 50 MW y Solar CSP (elaboración propia).

: Para el valor de Empleo no se consideraron los correspondientes a Hidro (> 50 M) y Solar CSP, por no poder contar con la información respectiva. Se tomó el potencial de generación total de energía solar para Solar SFV. Para Hidro solo se consideró la potencia asociada a Hidro PAH (< 50 MW).

& : Para el valor de la población se consideró la población proyectada al 2019 del Censo 2010 INDEC. Siendo que para estimar la población rural se realizó el promedio ponderado de los porcentajes de población rural (Censo 2010) asociados a cada Departamento municipal en cada zona (Norte, Centro y Sur).

Cabe destacar que la propuesta del desarrollo de grandes plantas de generación de energía eléctrica por fuentes renovables puede escapar a la realidad de inversiones en que puede pretender la provincia del Neuquén, teniendo presente que a nivel país pueden existir mejores locaciones o regiones para los distintos desarrollos de energía renovables. Sin embargo, la provincia del Neuquén puede ofrecer desarrollos de menor escala que atiendan demandas de energía más bien locales o regionales para sectores poblaciones marginales de los grandes centros de consumo. Ejemplo de esto pueden ser localidades como Huinganco, Aluminé, San Martín de los Andes o más específicamente parajes o comunidades autóctonas presentes en cada zona. En este sentido se puede hacer una propuesta de regionalización centrando la atención en la provisión de energía eléctrica a las poblaciones rurales de cada zona propuesta, sin considerar atender o satisfacer la demanda de energía eléctrica de escala particular por unidad funcional u hogar particular, si no más bien, con una propuesta de un esquema de generación y distribución de energía eléctrica generada. Por ejemplo, en la zona Norte, se tendría el desarrollo específico de la energía eléctrica por geotermia, por residuo forestal y ganadero, y PAH (hasta 50 MW); al igual que en la zona Sur. Mientras que en la zona Centro se podría considerar el residuo ganadero y PAH. Teniendo en consideración lo expuesto anteriormente se presentan en la figura 10.6 los valores obtenidos correspondientes a la población rural, costos de construcción e instalación (C&I) y, operación y mantenimiento (O&M), emisiones de GEI y el potencial de generación; para cada zona.

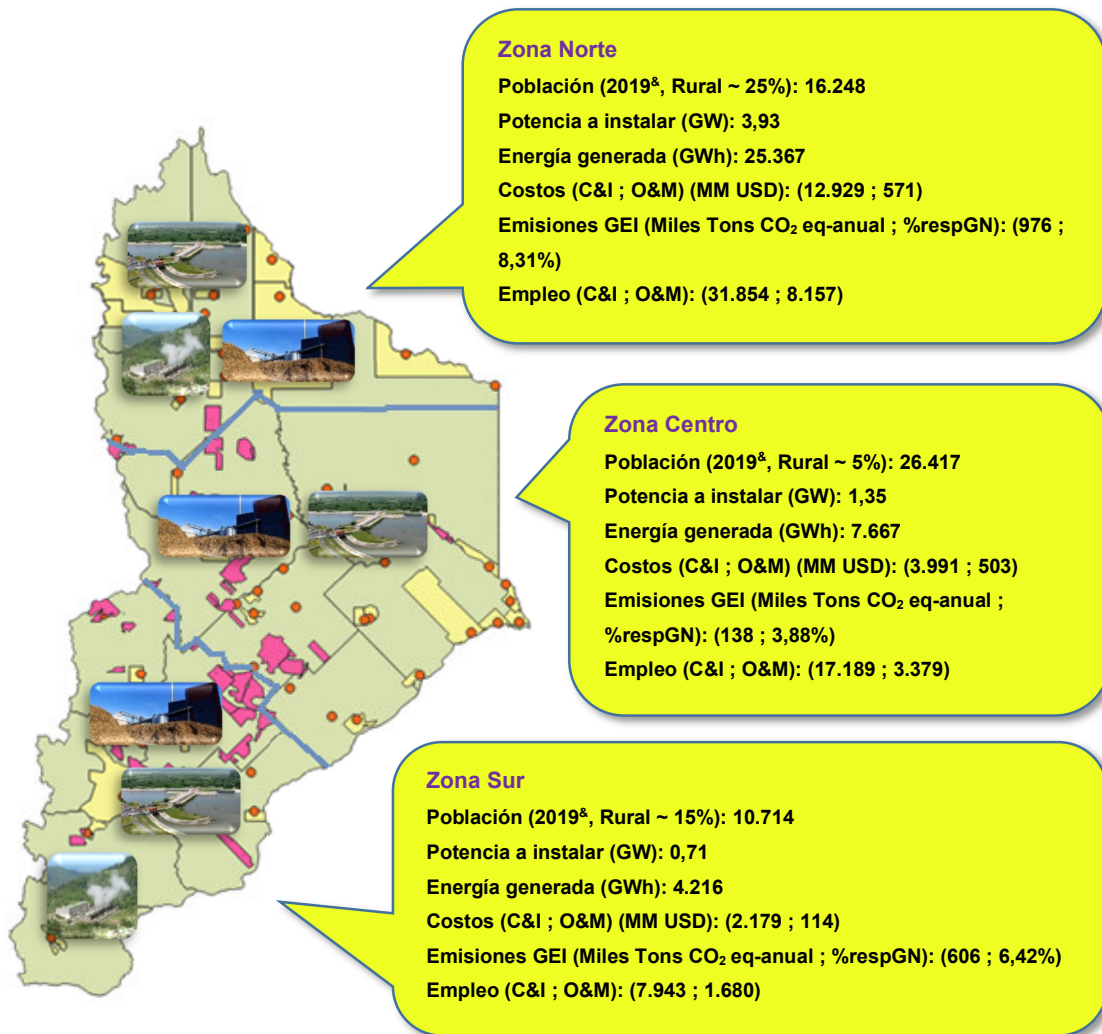


Figura 10.6: Valores correspondientes a población rural, generación, costos, emisiones de GEI y empleo, para cada zona considerada en la provincia del Neuquén, para las fuentes energéticas Geotermia, Biomasa y PAH (elaboración propia).

[&] : Para el valor de la población se consideró la población proyectada al 2019 del Censo 2010 INDEC. Siendo que para estimar la población rural se realizó el promedio ponderado de los porcentajes de población rural (Censo 2010) asociados a cada Departamento municipal en cada zona (Norte, Centro y Sur).

11. Proyectos en la provincia del Neuquén y otras provincias de la República Argentina

11.1. Programas de Desarrollo

Existen en la actualidad distintos programas y planes de promoción de energías renovables a nivel nacional, como el RENOVAR, MATER o PERMER desarrollo y diversificación de las fuentes energéticas renovables como respuestas al desarrollo en sí mismo, y brindar soluciones de provisión energética a sectores desabastecidos, como es el programa PERMER. El programa MATER estimula el mercado de privados para la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, donde, se estipuló que para el año 2025 (Ley 27.191) se pueda alcanzar el 20% de la generación eléctrica de la matriz energética nacional por fuentes renovables (Fuente: Gobierno de la provincia del Neuquén; 2018).

11.2. Programa GENREN

El programa Generación Renovable (GENREN), vinculado normativamente a la Ley 26.190, surge de la necesidad de disminuir el gasto nacional en importación de combustibles fósiles y fue a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA n° 001/2009, que se estableció el marco del programa GENREN. El GENREN licitó por una potencia de 1.015 MW, a partir de lo cual se presentaron 21 empresas con 51 proyectos, para un total de 1.436,5 MW (40% por sobre la potencia licitada). Asociada a la potencia licitada, se anunciaron reducciones de emisiones de hasta tres millones de toneladas de CO₂ equivalentes anuales, creación de más de 8.000 puestos de trabajo e inversiones por 2.500 millones de dólares (USD) (Aguilar, 2014; en Chemes et al., 2018). El programa GENREN tenía como propósito facilitar un mecanismo de mercado en el cual se fija un precio subsidiado para la compra de una cantidad máxima de energía proveniente de fuentes renovables. De esta manera se esperaba que ese incentivo, a través de un precio garantizado, conduciría a un mecanismo eficiente de asignación de recursos para la construcción de plantas de producción de energía renovable y su provisión al sistema eléctrico nacional. Además, se aseguraba a los proveedores seleccionados por licitación pública, la compra de energía a un precio fijo en dólares (USD) en el mercado eléctrico mayorista por encima de los precios de mercado (Chemes et al.; 2018).

En este programa, sería el Estado Nacional el que llevaría adelante la financiación del mismo mediante la inversión de fondos públicos (Tesoro Nacional), hasta que los beneficios superaran el costo (Aguilar; 2014). El 9 de octubre de 2009, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 712/09, que sentó las bases reglamentarias:

- Habilitó la elaboración de contratos de abastecimiento.
- Permitió su suscripción entre CAMMESA, en representación del MEM, y la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), para la provisión de energía eléctrica a partir de fuentes renovables generadas a través de las adjudicaciones de la Licitación ENARSA N° 01/09.

Así es como la empresa nacional ENARSA se convirtió en la compradora de la energía generada, para luego entregarla a la empresa CAMMESA. Donde los contratos tenían las siguientes características:

- Duración de quince años con posibilidad de extensión por dieciocho meses;
- Precio fijo y en dólares por la energía suministrada;
- Constitución de un fondo de garantía para asegurar el cumplimiento de los compromisos asumidos, correspondiente a CAMMESA, por hasta un 20% de las obligaciones;
- Cargo de 1,5 USD / MWh por gerenciamiento, abonado por CAMMESA a ENARSA.

En 2011, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 108/11 por medio de la cual se buscaba expandir la oferta de generación con energías renovables mediante la presentación de propuestas para acuerdos de compra. Así es que se habilita la suscripción de contratos de abastecimiento entre el MEM y los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores, que presentaron ofertas de disponibilidad de generación y energía a partir de fuentes renovables. Además, se les permitió a los generadores de energía eléctrica celebrar contratos de abastecimiento del MEM a partir de fuentes de energías renovables, de manera directa con CAMMESA. Ejemplos de esto son la central fotovoltaica San Juan I, de 1,2 MW, en Ullum, San Juan, la cual ingresó al MEM a través de esta reglamentación (Franco y Beltramone; 2017), también el parque eólico Arauco I y Arauco III (Garrido y Santos; 2016), de 50 MW, de La Rioja, y El Jume, con 8 MW, de Santiago del Estero. Sin embargo, fueron muchos los

proyectos que no pudieron prosperar en su desarrollo, como el Parque Eólico Reta (Buenos Aires), Cutral Có (Neuquén) y el Parque Eólico Gastre de Chubut, de 1.350 MW de potencia, entre otros. (Chemes et al., 2018).

11.3. Programa RenovAr 1 / 1.5 / 2 y MiniRen

A partir de diciembre del año 2015, el nuevo gobierno nacional firma y pone en vigencia el Decreto 134/2015, en el cual se declaró la emergencia del sector eléctrico nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Y mediante la implementación de resoluciones, el Ministerio de Energía y Minería (MEM) instruye a CAMMESA a realizar convocatorias abiertas en el marco del Programa RenovAr para la calificación y eventual adjudicación de ofertas de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con el objeto de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país, conforme a las leyes 26.190 y 27.191 y el Decreto 531/2016 (Chemes et al., 2018).

11.4. MiniRen

El programa MiniRen contempla las siguientes potencias máximas para cada recurso energético renovable: solar fotovoltaica y eólica, 350 MW (compiten juntas con cupos por regiones y provincias); pequeños aprovechamientos hidráulicos, 10 MW; biomasa, 25 MW; biogás, 10 MW; biogás de relleno sanitario, 5 MW (con cupo diferenciado y sin regiones). En la Ronda 3 de RenovAr, MiniRen, la potencia mínima para cualquier proyecto comenzaba de 0,5 MW a 10 MW y su objeto fundamental era el de aprovechar la capacidad de transmisión en redes de media tensión (13,2 kV, 33 kV y 66 kV (Chemes et al., 2018).

11.5. Ley 27.424

La Ley 27.424 de Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, también llamada ley de generación distribuida, se sancionó el 30 de noviembre de 2017. La norma permite a los pequeños usuarios, como los hogares residenciales, generar energía eléctrica de origen renovable a fin de cubrir parte de su consumo y vender sus excedentes a la red de distribución. A este tiempo,

ya son varias provincias que han formulado algún marco técnico y económico para la conexión a red de energías renovables; la más avanzada y pionera en este sentido es la provincia de Santa Fe (Chemes et al., 2018).

11.6. Programa PERMER

El Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) se lanza en el año 2000 con el objetivo de facilitar el acceso a la energía en poblaciones rurales dispersas, a través de un subsidio a la provisión e instalación de sistemas solares para fines térmicos, como pueden ser cocinas parabólicas, hornos solares, termotanques solares, etc.; y sistemas fotovoltaicos para bombeo de agua potable y de mayor potencia para proyectos productivos. La inversión total del PERMER fue de aproximadamente U\$D 58 millones, lo que lo convirtió en el proyecto de mayor envergadura de este tipo en el mundo. El financiamiento se logró gracias a la participación de la Secretaría de Energía (en un 70%) a través de un préstamo a través de un préstamo del Banco Mundial (BIRF n.º 4454-AR, por U\$D 30 millones) y de la donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (U\$D 10 millones); del Ministerio de Educación (un 4%) para la electrificación de escuelas rurales; de fondos provinciales (un 9%), fundamentalmente del Fondo Nacional de la Energía, y del sector privado (un 17%). Las instalaciones fotovoltaicas realizadas en el marco del proyecto PERMER totalizaron alrededor de 4 MW de potencia (ICEX España exportación e inversiones, 2018). En 2016 se relanzó el programa bajo la denominación PERMER II, con financiación del Banco Mundial (Préstamo BIRF 8484-AR). En agosto de 2016 se realizó la primera licitación (LPN 02/2016) para la provisión e instalación de alrededor de 6500 equipos fotovoltaicos en las provincias de Salta, Catamarca, Neuquén, Entre Ríos, La Pampa, Chaco, Tucumán, Corrientes, Río Negro, San Juan y Santa Cruz, divididos en 13 lotes, bajo la modalidad "llave en mano", con potencias de 130 W y 200 W nominales. En esta licitación se priorizaron las instalaciones en hogares alejados de los centros urbanos, incluso por encima de establecimientos educativos, hospitales y parques nacionales. Durante el año 2018, siguieron las licitaciones para la provisión e instalación de equipos fotovoltaicos e instalaciones internas en escuelas rurales y la adquisición de sistemas integrados solares domiciliarios de baja potencia y lámparas

solares recargables para alrededor de 120.000 hogares rurales de Argentina (Chemes et al., 2018).

11.7. Proyectos adjudicados por provincias

11.7.1. Ronda 1, 1,5 y 2

En la figura 11.1, 11.2, 11.3 se presentan los proyectos adjudicados y precios para las rondas 1, 1,5 y 2 del Programa RenovAr, para todo el país. Y en la figura el tamaño relativo de la distribución de las adjudicaciones realizadas en las rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

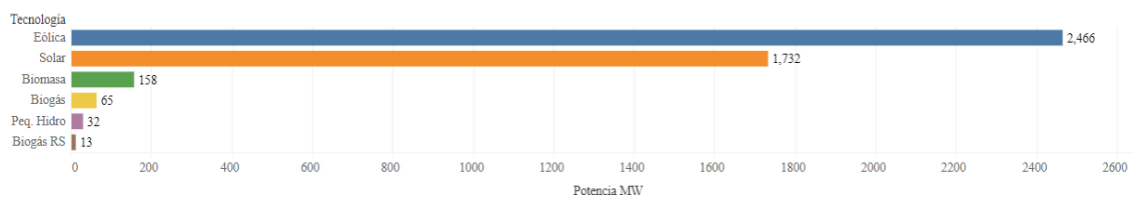


Figura 11.1: Proyectos adjudicados para distintas fuentes energéticas renovables en las Rondas 1, 1,5 y 3 (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

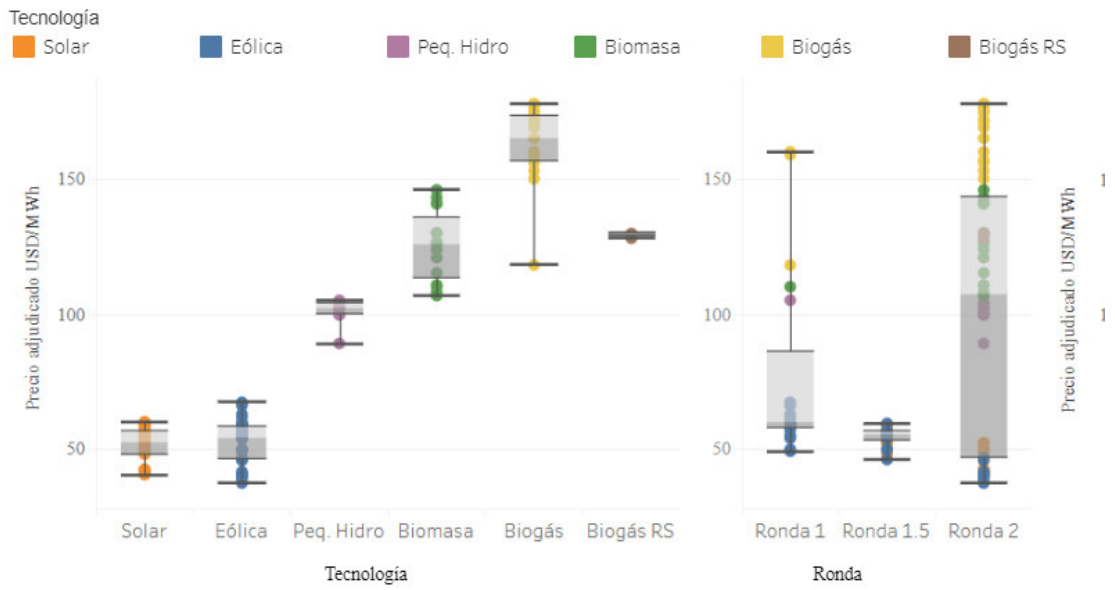


Figura 11.2: Precios adjudicados (USD/MWh) para distintas fuentes energéticas renovables y Rondas (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

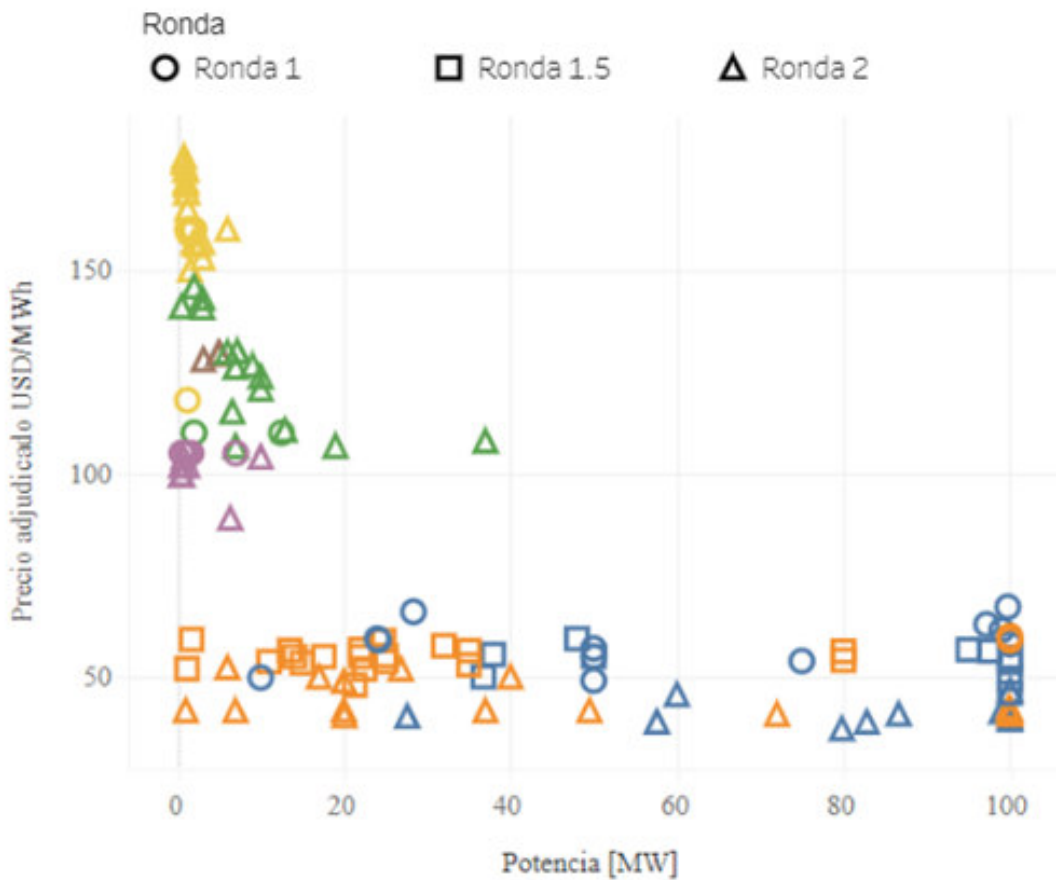


Figura 11.3: Gráfico de dispersión de los precios adjudicados (USD/MWh) para las distintas fuentes energéticas y Rondas (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

En la figura 11.4 y la tabla 11.1 se presenta la densidad de distribución de las adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en cada una de las regiones, siendo estas, BSAS, Centro Comahue, Cuyo, Litoral, NEA, NOA y Patagonia (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

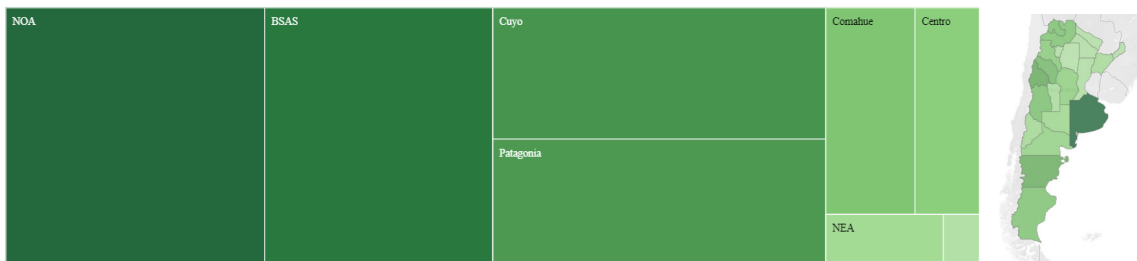


Figura 11.4: Representación gráfica del tamaño relativo de la distribución de las adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

Tabla 11.1: Representación gráfica de la densidad de distribución de las adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país por cada Región (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

| Región | Provincia | Tecnología | | | | | |
|-----------|--------------|------------|-------|------------|---------|--------|-----------|
| | | Eólica | Solar | Peq. Hidro | Biomasa | Biogás | Biogás RS |
| BSAS | Buenos Aires | • | | | | | |
| Centro | Córdoba | • | | | | | |
| | San Luis | | • | | | | |
| Comahue | La Pampa | • | | | | | |
| | Neuquén | • | | | | | |
| | Río Negro | • | | | | | |
| Cuyo | Mendoza | | • | | | | |
| | San Juan | | • | | | | |
| Litoral | Santa Fe | | | | | | |
| NEA | Chaco | | | | | | |
| | Corrientes | | | | | | |
| | Formosa | | | | | | |
| | Misiones | | | | | | |
| NOA | Catamarca | | • | | | | |
| | Jujuy | | • | | | | |
| | La Rioja | | • | | | | |
| | Salta | | • | | | | |
| | Santiago D.. | | • | | | | |
| | Tucumán | | • | | | | |
| Patagonia | Chubut | • | | | | | |
| | Santa Cruz | • | | | | | |

En la figura 11.5 se presenta la distribución de las fuentes energéticas adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país por cada provincia (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

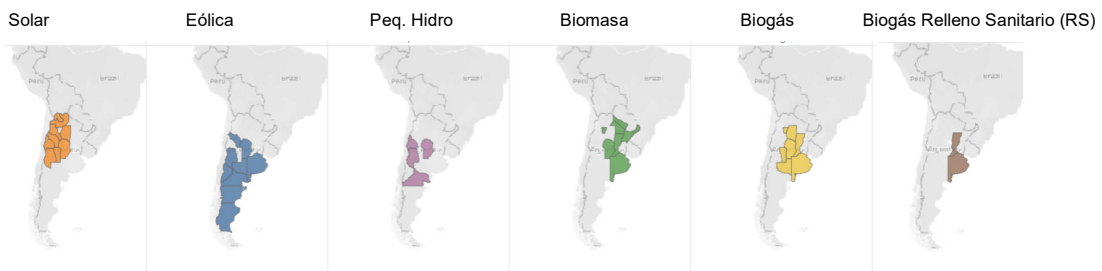


Figura 11.5: Representación gráfica de las fuentes energéticas adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 en todo el país por cada provincia (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

De la figura 11.5 se puede observar que la provincia del Neuquén solo obtuvo una adjudicación de las rondas 1, 1,5 y 2 para la fuente energética Eólica. En la tabla 11.2 se presenta el proyecto de energía Eólica adjudicado por una potencia de 75 MW y un precio de 53,88 USD / MWh.

Tabla 11.2: Proyecto adjudicado de energía Eólica para la provincia del Neuquén por una potencia de 75 MW y un precio de 53,88 USD / MWh de las Rondas 1, 1,5 y 2 (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).







| Tecnología | ID | Región | Provincia | Oferente | Nombre del proyec.. | Potencia [MW] | Precio adj. [USD/MWh] |
|------------|--------|---------|-----------|----------|---------------------|---------------|-----------------------|
| Eólica | EOL-16 | Comahue | Neuquén | ENVISION | P.E. Los Meandros | 75.00 | 53.88 |

De las Rondas 1, 1,5 y 2 se adjudicaron 147 proyectos por una potencia de 4.466,5 MW y un precio promedio ponderado de 54,72 USD / MWh (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina). Por lo tanto, considerando que a la provincia del Neuquén se le adjudicaron 75 MW por un proyecto eólico luego de las adjudicaciones de las Rondas 1, 1,5 y 2 del Programa RenovAr, se puede concluir que a la provincia del Neuquén le fueron adjudicadas el 0,68% (1/147 %) de los proyectos y el 1,68% (75/4.466,5 %) de la potencia (MW), en el país.

11.7.2. MiniRen – Ronda 3

En la tabla 11.3 se presentan los proyectos adjudicados y precios para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

Tabla 11.3: Proyectos adjudicados y precios para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

| MiniRen - RONDA 3 | | MW | Precio Promedio Ponderado us\$/ MWh | Precio Mínimo us\$/ MWh |
|---|--|--------|-------------------------------------|-------------------------|
|  EÓLICA | | 128,70 | 58,04 | 52,50 |
|  SOLAR | | 96,75 | 57,59 | 54,22 |
|  BIOMASA | | 8,50 | 106,15 | 105,90 |
|  BIOGÁS | | 12,75 | 158,57 | 152,50 |
|  BIOGÁS de Relleno Sanitario | | 5,00 | 129,50 | 129,50 |
|  PAH | | 7,38 | 103,44 | 101,75 |

En las tablas 11.4, 11.5 y 11.6 se presentan las adjudicaciones para los proyectos de Biomasa/Biogás y Pequeño Hidro (tabla 11.4), Eólica (tabla 11.5) y Solar (tabla 11.6), con las potencias (MW) y precios (USD / MWh) adjudicados.

Tabla 11.4: Proyectos de energía Biomasa/Biogás y Pequeño Hidro adjudicados, potencia (MW) y precios (USD / MWh) para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

MiniRen - RONDA 3 total: 38 Proyectos con 259,08 MW



| ID Oferta | Tecnología | Nombre del Proyecto | Oferente | Provincia | Precio Adjudicado (u\$/MWh) | Potencia Adjudicada (MW) |
|-----------|------------|----------------------------------|---------------------------------------|--------------|-----------------------------|--------------------------|
| BG-3504 | BG | CT ADECOAGRO ENERGIA | ADECO AGROPECUARIA SA | SANTA FE | 160,00 | 2,00 |
| BG-3507 | BG | CT BIOGAS ROJAS | SEEDS ENERGY GROUP SA | BUENOS AIRES | 160,00 | 2,90 |
| BG-3508 | BG | CT BIOGAS SALTO | SEEDS ENERGY GROUP SA | BUENOS AIRES | 160,00 | 2,90 |
| BG-3509 | BG | CT BIOGAS VENADO TUERTO II | SEEDS ENERGY GROUP SA | SANTA FE | 160,00 | 1,45 |
| BG-3510 | BG | CT GORINA ENERGIA | GORINA ENERGIA SA | BUENOS AIRES | 152,50 | 1,50 |
| BG-3511 | BG | CT BIOGAS SAN LUIS | DIASER SA | SAN LUIS | 156,50 | 2,00 |
| BM-3400 | BM | CT ROSARIO DE LA FRONTERA | ELECTRUM RF SA | SALTA | 105,90 | 5,00 |
| BM-3403 | BM | CT GAS DE BIOMASA FERMOSEA | FERMOSEA BIOSIDERURGIA SA | FORMOSA | 106,50 | 3,50 |
| BRS-3600 | BRS | CT BIOGAS SAN MARTIN NORTE III D | JF SECCO | BUENOS AIRES | 129,50 | 5,00 |
| PAH-3701 | PAH | CH CAMPO ALEGRE | KALKSTEN SA | SALTA | 105,00 | 0,91 |
| PAH-3702 | PAH | CH LA CALERA | EPEC - EMPRESA PROV DE ENERGIA DE CBA | CÓRDOBA | 101,75 | 3,00 |
| PAH-3703 | PAH | CH TUPUNGATO I | CEOSA | MENDOZA | 104,50 | 0,99 |
| PAH-3704 | PAH | CH TUPUNGATO II | CEOSA | MENDOZA | 104,50 | 0,99 |
| PAH-3706 | PAH | CH LA COPA | CEOSA | MENDOZA | 104,50 | 0,50 |
| PAH-3707 | PAH | CH SALTO 9 | CEOSA | MENDOZA | 104,50 | 0,99 |

Tabla 11.5: Proyectos de energía Eólica adjudicados, potencia (MW) y precios (USD / MWh) para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

MiniRen - RONDA 3 total: 38 Proyectos con 259,08 MW



| ID Oferta | Tecnología | Nombre del Proyecto | Oferente | Provincia | Precio Adjudicado (u\$/MWh) | Potencia Adjudicada (MW) |
|-----------|------------|---------------------|-------------------------------|--------------|-----------------------------|--------------------------|
| EOL-3000 | EOL | PE LA BALLANERA | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | BUENOS AIRES | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3001 | EOL | PE LA BRAVITA | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | BUENOS AIRES | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3002 | EOL | PE LA MARUCA | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | BUENOS AIRES | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3003 | EOL | PE EL CARRIZAL | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | BUENOS AIRES | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3004 | EOL | PE LOS PADRES | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | BUENOS AIRES | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3006 | EOL | PE AIKE | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | SANTA CRUZ | 59,98 | 12,90 |
| EOL-3007 | EOL | PE ADELIA MARIA | PE ADELIA MARIA SA | CÓRDOBA | 52,50 | 12,60 |
| EOL-3009 | EOL | PE GENERAL LEVALLE | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | CÓRDOBA | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3010 | EOL | PE GUATRACHE | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | LA PAMPA | 58,48 | 12,90 |
| EOL-3011 | EOL | PE ANGUIL | ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL | LA PAMPA | 58,48 | 12,90 |

Tabla 11.6: Proyectos de energía Solar adjudicados, potencia (MW) y precios (USD / MWh) para la Ronda 3 – MiniRen del Programa RenovAr, para todo el país. (Fuente: Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina).

MiniRen - RONDA 3 total: **38 Proyectos con 259,08 MW**



| ID Oferta | Tecnología | Nombre del Proyecto | Oferente | Provincia | Precio Adjudicado (u\$/MWh) | Potencia Adjudicada (MW) |
|-----------|------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-----------|-----------------------------|--------------------------|
| SFV-3200 | SFV | PS HELIOS RIO DIAMANTE PV VI | HELIOS RIO DIAMANTE PV VI | MENDOZA | 56,74 | 4,00 |
| SFV-3202 | SFV | PS HELIOS SANTA ROSA PV | TASSAROLI SA | MENDOZA | 56,75 | 5,00 |
| SFV-3203 | SFV | PS ENERGIAS RENOVABLES LOS ALAMOS | ENERGIAS RENOVABLES LOS ALAMOS SA | CATAMARCA | 58,00 | 9,25 |
| SFV-3204 | SFV | PS ENERGIAS RENOVABLES LOS NOGALES | ENERGIAS RENOVABLES LOS NOGALES SA | SAN LUIS | 55,90 | 9,50 |
| SFV-3205 | SFV | PS ENERGIAS RENOVABLES DEL AMANECECER | ENERGIAS RENOVABLES DEL AMANECECER SA | CATAMARCA | 58,90 | 9,50 |
| SFV-3206 | SFV | PS ENERLAND SAN MARTIN | ENERLAND 2007 FOTOVOLTAICA SL | MENDOZA | 54,22 | 10,00 |
| SFV-3207 | SFV | PS TINOGASTA TOZZI | TRE PERU SAC | CATAMARCA | 56,80 | 10,00 |
| SFV-3208 | SFV | PS SAENZ PENA | ALBARES ENERGIA SA | CHACO | 59,50 | 10,00 |
| SFV-3209 | SFV | PS CALCHAQUI | ALBARES ENERGIA SA | SANTA FE | 59,50 | 10,00 |
| SFV-3210 | SFV | PS NOGOLI I | ALBARES ENERGIA SA | SAN LUIS | 56,99 | 10,00 |
| SFV-3211 | SFV | PS SOLARES LA ANGOSTURA | SOLARES LA ANGOSTURA SA | SALTA | 58,99 | 2,00 |
| SFV-3214 | SFV | PS CAPDEVILLE - LAS HERAS | CEOSA | MENDOZA | 58,00 | 2,00 |
| SFV-3216 | SFV | PS ALGARROBO | SOLARGEN ENERGY SAS | SAN JUAN | 59,80 | 5,50 |

De las tablas 11.4, 11.5 y 11.6 se puede observar que, de los 259,08 MW adjudicados, la provincia de Neuquén no fue adjudicataria de potencia alguna al final de la Ronda 3 de MiniRen.

12. Conclusiones

En este capítulo se busca destacar, a modo de resumen, los aspectos más importantes que han surgido de esta pesquisa en lo referente a la identificación de los potenciales energéticos asociados a la generación de energía eléctrica, presentes en la provincia del Neuquén, como así también la comparación relativa entre fuentes energéticas renovables y no renovables (no hidrocarburo), tanto en términos de cantidad disponible del recurso como de su contaminación ambiental asociada; a modo de ejemplo, el recurso energético hidroeléctrico puede ser considerado renovable en casos de instalaciones de Pasada (Run of River) donde no existe un almacenamiento de gran escala del agua y de esta manera, los grandes embalses podrían según esta visión, ser considerados un ejemplo de recurso energético no renovable considerando su alta capacidad de contaminación en emisiones de gases de efecto invernadero, pero que se puede compensar por el valor agregado que puede tener, por ejemplo mediante un desarrollo forestal asociado a un carácter multipropósito de un desarrollo hídrico de embalse.

Considerando el potencial de generación eléctrica estimado -donde cabe señalar que se tomó como criterio, a los fines de los cálculos y desarrollo del análisis, un porcentaje de la superficie territorial de la provincia del Neuquén, en particular para los casos de la energía Eólica y Solar- (Capítulo 7), y de la propuesta de Regionalización (Capítulo 10), en total y bajo las consideraciones de cálculo para cada fuente energética considerada, se estimó el potencial de generación de energía eléctrica (ajustados por los FC respectivos) de 77.590,80 GWh, que se distribuyeron en la Regionalización propuesta, en 36.880,67 GWh para la Zona Norte, 20.714,0 GWh para la Zona Centro y 19.996,14 GWh para la Zona Sur.

Siendo que la demanda de energía eléctrica anual para la provincia del Neuquén es de aproximadamente 2.131 GWh (año 2019; Demanda de Energía Eléctrica MWh, Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación[#]); se puede observar que la relación para la demanda de energía eléctrica anual per cápita de la provincia, es de aprox. 0,45 MWh/hab para la potencia instalada existente (hídrico y térmica) en la provincia, con lo cual, al considerar los 77.590,80 GWh de generación eléctrica, se puede estimar una satisfacción para la demanda de alrededor de 172 MM de habitantes.

#: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/panel-de-indicadores-demanda-interna/demanda-de-energia-electrica-mwh-categoria-tarifaria>

Desde el aspecto económico de los costos asociadas a cada tipo de fuente energética, se consideró para realizar una comparación entre cada una de estas, el costo nivelado promedio de la energía eléctrica (LCOE; capítulo 9, sección 9.1). El LCOE ofrece la posibilidad de poder realizar una comparación, dentro de sus márgenes de error por la información disponible para tal fin (IRENA; 2020), entre las propuestas energéticas de diversa índole, en términos del costo por kilovatio-hora (e.g. USD / kWh). Para llevar a cabo esto, se realizaron los cálculos de costos, de construcción e instalación (C&I), de operación y mantenimiento (O&M) y de los LCOE para cada fuente energética identificada en la provincia. En la tabla 12.1 se presenta la diferencia obtenida respecto a los valores promedio de los costos nivelados de la energía (LCOE) de la bibliografía consultada (IRENA; 2020), para cada fuente energética.

12.1: Comparativa de costos nivelados de la energía (LCOE) con los valores promedios de LCOE de IRENA para las distintas fuentes energéticas.

| Fuente energética | Obs | LCOE (USD/kWh) | Rango (aprox.) LCOE IRENA 2020 (USD/kWh) | LCOE promedio IRENA 2020 (USD/kWh) | Dif. Rel. % # |
|---------------------------|-------------------|----------------|--|------------------------------------|---------------|
| Hídrico | > 10 MW (Embalse) | 0,059 | 0,030 - 0,150 | 0,047 | 26% |
| Eólica | 100 MW | 0,053 | 0,040 - 0,110 | 0,053 | 0% |
| Solar SFV | 100 MW | 0,079 | 0,050 - 0,190 | 0,068 | 16% |
| Hídrico | < 10 MW (Pasada) | 0,081 | 0,030 - 0,150 | 0,047 | 72% |
| Geotermia | 100 MW | 0,086 | 0,049 - 0,139 | 0,073 | 18% |
| | 10 MW | 0,086 | | 0,073 | 18% |
| Biomasa: Residuo Ganadero | 100 kW | 0,110 | 0,057 - 0,200 | 0,066 | 67% |
| Biomasa: Residuo Forestal | 100 kW | 0,165 | | 0,066 | 150% |
| Solar CSP | 100 MW | 0,227 | 0,145 - 0,430 | 0,082 | 177% |

Dif. Rel. %: Diferencia relativa porcentual.

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar de los resultados presentados en la tabla 12.1, las mejores alternativas en términos de costos nivelados (LCOE) son Hídrico de Embalse, Eólica, Solar fotovoltaica (SFV) y Geotermia. Siendo las alternativas de Hídrico de Pasada, Biomasa y Solar de Concentración las de mayor LCOE relativo. Comparativamente con el LCOE para hidrocarburo, todas las alternativas, excepto para Solar CSP, han sido relativamente mejores comparadas con el máximo valor de LCOE para hidrocarburo; y comparado con el mínimo valor de LCOE de hidrocarburo, la diferencia ha sido superior

al 35% en el caso de Eólica, Solar SFV e Hídrico de Embalse y próximo al 100% como en el caso de Biomasa, entre otros.

En la tabla 12.1 se puede observar que los valores obtenidos de LCOE para cada fuente energética presentan diferencias (diferencia relativa porcentual – Dif. Rel. %) del 0% hasta el 177% respecto a los valores de LCOE promedio publicados en IRENA (IRENA; 2020). Sin embargo, se destaca el hecho de que todos los valores obtenidos de LCOE para cada fuente energética (tabla 12.1) están dentro del rango (aproximado) de valores según la bibliografía consultada (IRENA; 2020).

Para ilustrar la ventaja ambiental en términos de menores emisiones involucradas en los respectivos ciclos de vida armonizados de las diversas alternativas, se comparó contra la emisión de la generación con Gas Natural. Los rangos obtenidos, son elocuentes: en un extremo la eólica implica sólo un 2,4% del total emitido con gas natural, mientras que la biomasa a partir de residuo ganadero resulta un 11,5% de lo emitido mediante ese mismo hidrocarburo. El resto de las fuentes arrojan valores de 3% para hídrico de pasada, 4,3% solar CSP, 8,6% solar SFV, 9,3% biomasa a partir de residuo forestal, 10,2% geotermia y 22% por la generación de electricidad a partir de hídrico de embalse. En todos los casos comparado contra las emisiones totales del ciclo de vida de la generación con Gas Natural. Y donde las alternativas Eólica, Geotermia, Hídrico de Pasada, Biomasa Residuo Forestal y, Solar SFV y CSP, no alcanzan al 10 % de las emisiones por Gas Natural, para el mismo potencial de generación eléctrica.

Respecto al impacto socio-económico en términos de la generación o demanda de empleo por Plantas de generación eléctrica equivalentes en su potencial por una fuente energética de hidrocarburos, es de aproximadamente el 679% para Construcción e Instalación (C&I) y del 1.510% para la Operación y Mantenimiento (O&M), a favor de las fuentes energéticas no hidrocarburo para el mismo potencial de generación. Donde la C&I se proyectó para un periodo de 3 años demandando aproximadamente 62.283 puestos de trabajo y la O&M con una demanda aproximada de 13.854 puesto de trabajo de O&M, para por lo menos 20 años.

Además, un aspecto a destacar, como se puede observar en la Regionalizaciones propuestas en la provincia del Neuquén (Capítulo 10), es el hecho de que el desarrollo de las fuentes energéticas identificadas se encuentra distribuidas en toda la extensión del territorio provincial, lo cual presenta la posibilidad de satisfacer demandas locales

y/o regionales de energía eléctrica, empleo y desarrollo de las economías regionales existentes o de nuevas ofertas de desarrollo. De la identificación de la población de la provincia del Neuquén (Capítulo 4 y Capítulo 10 – Sección 10.1) aproximadamente el 8% corresponde a población rural (a valores proyectados al 2019) que, en valores, es de aproximadamente, 53.379 habitantes de 664.756 habitantes de la provincia (proyección al 2019), principalmente radicados en las Zonas Norte y Sur de la propuesta de Regionalización.

Considerando solo los desarrollos más característicos asociados a las fuentes energéticas de escala local o regional, que son propias de la provincia del Neuquén y que en principio, no competirían con otras regiones del país, además del hecho que no atienden o den respuesta a demandas individuales o particulares, como pueden ser la generación eléctrica por energía solar fotovoltaica (SFV) o molinos eólicos por unidad funcional u hogar; se tienen el desarrollo geotérmico, los pequeños aprovechamientos hidráulicos (PAH < 50 MW) y los Residuos de Biomasa (Forestal y Ganadero) que pueden satisfacer la demanda de energía eléctrica de las poblaciones rurales distribuidas en cada una de las zonas presentados en las secciones anteriores; en la tabla 12.2 se resumen resultados presentados en la propuesta de regionalización de la figura 10.24.

Tabla 12.2: Resumen de resultados por zonas de potencia a instalar, energía generada, costos, emisiones GEI y empleo, asociados a las fuentes de generación eléctricas geotérmica, PAH y residuo biomasa para poblaciones rurales.

| Zona | Población rural | | Potencia a instalar (GW) | Energía generada (GWh) | Costos | | Emisiones GEI | | Empleo | |
|--------|----------------------|-------------------|-----------------------------|---------------------------|----------|-----|---------------------------------------|----------------|--------------|---|
| | (2019 ^a) | (~ % resp. Total) | | | C&I | O&M | (Miles Tons CO ₂ eq-anual) | (~ % resp. GN) | C&I | O&M |
| | | | | | (MM USD) | | | | (por 3 años) | (por al menos 20 años, 30 años geotermia) |
| Norte | 16.248 | 0,25 | 3,93 | 25.367 | 12.929 | 571 | 976 | 8,31 | 31.854 | 8.157 |
| Centro | 26.417 | 5,0 | 1,35 | 7.667 | 3.991 | 503 | 138 | 3,88 | 17.189 | 3.379 |
| Sur | 10.714 | 15,0 | 0,71 | 4.216 | 2.179 | 114 | 606 | 6,42 | 7.943 | 1.680 |

^a: Para el valor de la población se consideró la población proyectada al 2019 del Censo 2010 INDEC. Siendo que para estimar la población rural se realizó el promedio ponderado de los porcentajes de población rural (Censo 2010) asociados a cada Departamento municipal en cada zona (Norte, Centro y Sur).

Fuente: elaboración propia.

Con respecto a los proyectos adjudicados de energía renovables (Capítulo 11) para la provincia del Neuquén, se observó que, de las adjudicaciones realizadas a nivel

nacional por el Programa RenovAr, a la provincia solo se le adjudicó un proyecto eólico de 75 MW de potencia, quedando un enorme potencial aún por desarrollar.

Frente a la posibilidad del desarrollo de las fuentes energéticas identificadas la provincia del Neuquén presenta un horizonte muy prometedor frente a la generación de los recursos energéticos no solo hidrocarbúricos, sino también los recursos energéticos renovables y no renovables no hidrocarburo; además la potencialidad que ofrece para la generación de empleo asociado, que puede sostenerse en el tiempo e independientemente de los factores energéticos exógenos a nivel internacional, como pueden ser los precios relativos del barril de crudo. Por otro lado, en el mismo sentido, ofrece la posibilidad de un desarrollo energético que le permitiría alcanzar un principio de “soberanía energética” como “usina” a nivel provincial y/o regional. O también, para alentar la puesta en valor del recurso energía eléctrica y darle valor agregado mediante su utilización para fomentar la instalación de industria pesada, liviana y/o digital en el territorio provincial que pueda atender la demanda local, nacional e internacional.

Asimismo, se puede pensar en un desarrollo complementario de generación de hidrógeno verde (por fuentes energéticas renovables) y eventualmente de hidrógeno azul (por fuente energética gas natural) lo cual brindaría una nueva posibilidad de darle valor agregado al recurso energético, además de darle un carácter de commodity.

Por otro lado, la potencialidad de generación de energía eléctrica que presenta la provincia del Neuquén, por fuentes renovables de energía, alenta o motiva el proceso actual de transición energética en el cual está comprometido nuestro país.

13. Referencias

- Agencia ADI-NQN S.E.P. (Agencia de Inversiones del Neuquén) del gobierno de la provincia del Neuquén (2014) “2da jornadas de energía renovables Agosto del año 2014”, Neuquén, Neuquén, Argentina.
- Agencia ADI-NQN S.E.P. (Agencia de Inversiones del Neuquén) del gobierno de la provincia del Neuquén (2018), “Cartera de proyectos energéticos 2018”, Neuquén, Neuquén, Argentina.
- Arvizu et al. (2011). “*Direct Solar Energy: In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*”, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom y New York, NY, USA.
- Audisio, O., Álvarez, P. y Juanicó, L. (2018). Bibliografía de la materia “Economía de las fuentes renovables”, de la MEPEA 2017-2018, dictada por los docentes Audisio, Álvarez y Juanicó. Universidad Nacional del Comahue - Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche, Río negro, Argentina.
- Barcelona et al. (2019). “The layered model of the Copahue geothermal reservoir, Argentina”. Springer Open. <https://doi.org/10.1186/s40517-019-0124-9>.
- Belmonte, S. et al. (2017). “Experiencias de energías renovables en Argentina: una mirada desde el territorio”. EUNSa, Universidad Nacional de Salta, Argentina.
- Bouille, D. (2018). Bibliografía de la materia “Uso Racional de la Energía”, de la MEPEA 2017-2018, dictada por el docente Bouille. Fundación Bariloche, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina.
- Bouille, D. et al. (2009) “Energía renovables. Diagnósticos, barreras y propuestas. República Argentina”. REEEP – Secretaría de Energía, República Argentina – Fundación Bariloche, Argentina.
- Burgos et al., (2010). “LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA SUSTENTABLE”, Universidad Austral de Chile, Valdivia, Chile. ISBN: 978-956-332-473-0.
- CAMMESA, (2018). “Informe Renovables Agosto 2018”
- CAMMESA, (2017). “Informe Anual 2017”
- Chemes, J. y Bertinat, P. (2018). “Informe: Políticas públicas en el sector de energías renovables (2003-2018)”. Enlace por la Justicia Energética y

Socioambiental (EJES), Observatorio Petrolero Sur y Taller Ecologista.
www.ejes.org.ar

- Chiodi et al. (2020). "Geothermal Country Update of Argentina: 2015-2020". Proceeding World Geothermal Congress 2020. Reykjavik, Iceland.
- Chiodini et al. (2014). "The Domuyo volcanic system: An enormous geothermal resource in Argentine Patagonia". Journal of Volcanology and Geothermal Research, Elsevier.
- Comínguez et al. (2015). "The deep seismic structure of the central Neuquén Basin, Argentina". 6th International Symposium on Andean Geodynamics (ISAG 2005, Barcelona), Barcelona, España.
- Contrato fideicomiso FODER. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- D'Elia et al. (2020), "Hydrothermal eruptions at El Humazo, Domuyo geothermal field, Argentina: Insights into the eruptive dynamics and controls". Journal of Volcanology and Geothermal Research, Elsevier.
- Decreto 531-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Decreto 882-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Dirección de Censos y Estadísticas de la Provincia del Neuquén
<http://www.estadisticaneuquen.gob.ar/>
- Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (dnetn) (2006). "Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay". Ministerio de Industria, Energía y Minería, República Oriental del Uruguay.
- Eberle et al. (2017). "Systematic Review of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Geothermal Electricity". National Renewable Energy Laboratory NREL / TP-6A20-68474. Golden, Colorado, EE.UU.
- Energía - Ministerio de Hacienda de la República Argentina.
<https://www.argentina.gob.ar/energia>
- Energía Biomasa - Secretaría de Energía Argentina, (2008). "Energías Renovables 2008 - Energía Biomasa", Secretaría de Energía de la República Argentina.

- Energía Eólica - Secretaría de Energía Argentina, (2008). “Energías Renovables 2008 - Energía Eólica”, Secretaría de Energía de la República Argentina.
- Energía Geotérmica - Secretaría de Energía Argentina, (2008). “Energías Renovables 2008 - Energía Geotérmica”, SegemAR - Secretaría de Energía de la República Argentina.
- Energía Solar - Secretaría de Energía Argentina, (2008). “Energías Renovables 2008 - Energía Solar”, Secretaría de Energía de la República Argentina.
- EPRI (2013). “*Literature Review and Sensitivity Analysis of Biopower Life-Cycle Assessments and Greenhous Gas Emission*”. EPRI, Palo Alto, California, EE.UU.
- EREC – Greenpeace (2009). “Energy Revolution – A SUSTAINABLE GLOBAL ENERGY OUTLOOK”, EREC – Greenpeace.
- ESHA, (2006). “Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica”, European Small Hydropower Association (ESHA). ESHA is founding member of EREC, the European Renewable Energy Council, Bruselas, Bélgica.
- García de Fonseca, L. et al. (2019). “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina”; Nota técnica del BID: IDB-TN-01831.
- Gehringer et al., (2012). “Manual de geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad”, Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP, por su sigla en inglés), Banco Internacional para la Reconstrucción y el Desarrollo / GRUPO DEL BANCO MUNDIAL, Washington D.C., EE. UU.
- Girardin, O y Pistonesi, H. (2017). Bibliografía de la materia “Desarrollo y medio ambiente sustentable”, de la MEPEA 2017-2018, dictada por los docentes Pistoni y Girardin. Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche, Río Negro, Argentina.
- González, R., et al., (2007). “Recursos geotérmicos para generar electricidad en México”, Revista Digital Universitaria, Volumen 8, Número 12. Universidad Nacional Autónoma de México – UNAM, México. ISSN: 1067-6079.
- Greenpeace Solar (2008). “Energía Solar – [r]evolución energética”, Edición preliminar. Greenpeace Solar, Greenpeace.
- Greenpeace (2009). “[r]evolución energética - UN FUTURO ENERGÉTICO SUSTENTABLE PARA LA ARGENTINA”, EREC – Greenpeace.

- Gruber, S.; Hilbert, J.; Sheimberg, S. (2010). “Estudio de caso preliminar de generación eléctrica de 1 MW_{el} con una planta de biogás de alta eficiencia”. Sitio Argentino de Producción Animal - INTA - N° Doc BF-INF-16-10.
- Heath, G. (2014). “Harmonization of initial estimates of shale gas life cycle greenhouse gas emissions for electric power generation”. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS).
www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1309334111
- IDAE, (2006). “Minicentrales hidroeléctricas”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, España.
- IDAE, (2008). “Manual de geotermia”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), Madrid, España. ISBN: 978-84-96680-35-7.
- ifp (2020). Curso: “MOOC Energy Transition: Innovation Towards a Low-Carbon Future”. 8 de Abril 2020 (5 semanas). IFP SCHOOL, France.
- ifp (2020). Curso: “MOOC Tomorrow’s Mobility”. 27 Abril 2020 (4 semanas). IFP SCHOOL, France.
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). República Argentina.
<https://www.indec.gob.ar/>
- IRENA (2019), “Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)”. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-121-8.
- IRENA (2020). “Renewable Power Generation Costs in 2019”. International Renewable Energy Agency, Abu ISBN 978-92-9260-244-4
- Kumar et al. (2011). “Hydropower: In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Lagos (2017). “Estudio de factibilidad para la instalación de una central geotérmica en Chile”. Escuela politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova I La Geltrú (EPSEVG) – Universitat Politècnica de Catalunya, España.
- Laharrague, N. (2015). “Informe del Relevamiento Censal 2015 en la Provincia de Neuquén”. Censo Nacional de Aserraderos, Subsecretaría de Desarrollo Forestal Industrial, Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, Ministerio de Agroindustria, Presidencia de la Nación Argentina.

- Lahsen et al. (2015). "Exploration for High-Temperature Geothermal Resources in the Andean Countries of South America". Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia.
- Ley N° 26.190: "Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica". Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Ley N° 27.191: Modificaciones a la Ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica". Modificación. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Loyola, L. (2015). "Actividad Pecuaria en la Provincia del Neuquén – Proyecto FAO UTF ARG 017 – Documento de Trabajo N° 11". PROSAP y Gobierno de la Provincia del Neuquén, Neuquén, Argentina.
- Madrid Solar (2006). "Guía de la Energía Solar", Caja Madrid Obra Social – Madrid Solar – Comunidad de Madrid, Dirección General de Industria, Energía y Minas, Consejería de Economía e Innovación Tecnológica, España.
- MIEM - DNETN, (2010). "Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Uruguay", Proyecto "Observatorio de Energías Renovables en Uruguay", MIEM-DNETN – Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear y ONUDI, Uruguay.
- Moragues, J. et al. (2003). "Energía Eólica" IAE – Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Argentina.
- Morrone et al. (2019). "Energía Geotérmica. Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica a partir de la geotermia. Septiembre 2019". Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Ministerio de Hacienda, Presidencia de la Nación Argentina.
- Morrone CSP (2019). "Energía solar concentrada: Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica a partir de concentración de energía solar. Agosto 2019". Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética Secretaría de Gobierno de Energía Ministerio de Hacienda Presidencia de la Nación Argentina.
- Morrone SFV (2019). "Energía solar fotovoltaica: Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica utilizando la luz solar. Octubre 2019".

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética Secretaría de Gobierno de Energía Ministerio de Hacienda Presidencia de la Nación Argentina.

- Myhre, G. et al. (2013). "Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change". Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Newman, P. (2017). "The rise and rise of renewable cities", *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, 2, 10 (2017), Published by EDP Sciences, 2017. DOI: 10.1051/rees/2017008. www.rees-journal.org.
- Nogués et al., (2002). "Ciclo energía renovables – Jornadas de Biomasa", Fundación CIRCE, Zaragoza, España.
- NREL-Solar CSP LCAH (2012). "*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Concentrating Solar Power*", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, EE.UU.
- NREL-Solar SPV LCAH (2013). "*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, EE.UU.
- NREL-Wind LCAH (2013). "*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Wind Power*". National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, EE.UU.
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) / Agencia Internacional de Energía (AIE) (2007) "Manual de estadísticas energéticas". París, Francia.
- Página de CAMMESA <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- Página del Gobierno de la provincia del Neuquén. <http://w2.neuquen.gov.ar/>
- Página del Departamento de Energía (DOE) de E.E.U.U. <https://www.energy.gov/>
- Página de la Agencia de inversores del Neuquén (ADI-NQN S.E.P.) <http://adinqn.gov.ar/index.php/es/>
- Página del Ente provincial de Energía del Neuquén (EPEN) <http://www.epen.gov.ar/institucional/>
- Página del Ministerio de Energía y Minería: Programa RenovAr. Presidencia de la Nación, República Argentina.

<https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>.

- Página del Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación, República Argentina.
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>
- PAH (2008). “Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)”. Energías Renovables. Coordinación de Energías Renovables, Dirección Nacional de Promoción, Subsecretaría de Energía Eléctrica, Secretaría de Energía, República Argentina.
- Palese et al. (2006). “RECURSO EÓLICO DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN”. ASADES, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 10, 2006. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184.
- Panarello (2002). “Características isotópicas y termodinámicas de reservorio del campo geotérmico Copahue-Caviahue, provincia del Neuquén”. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 57 (3): 328-340 (2002)
- Pesce, A. et al. (2000). “Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina – Volumen II – Región Noreste - Centro y Sur”. Secretaría de Minería de la Nación – SEGEMAR, Departamento de Geotermia, Buenos Aires, Argentina.
- Pistonesi, H. (2018). “La Política de Precios de la Energía y el Financiamiento de las Inversiones”, MEPEA 2017-2018. Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche, Río Negro, Argentina.
- Pistonesi, H., Kozulj, R. (2018). Bibliografía de la materia “Teoría económica de la regulación”, de la MEPEA 2017-2018, dictada por el docente Pistonesi y Kozulj. Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche, Río Negro, Argentina.
- PROGRAMA DE SERVICIOS AGRÍCOLAS PROVINCIALES PROVINCIA DE NEUQUEN PROYECTO: DESARROLLO PECUARIO Y COMERCIAL PLAN DE PUEBLOS INDÍGENAS APENDICE III – IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL, 2011.
- Programa RenovAr - Plan de Energías Renovables. Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Proyecto PERMER (Energía Renovable en Mercados Rurales Dispersos). Secretaría de Energía de la Nación, República Argentina.

- Resolución MEM 071-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Resolución MEM 072-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Resolución MEM 106-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Resolución MEM 123-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Resolución MEM 136-2016. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Resolución MEM 147-2016, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, República Argentina.
- Riavitz, L., Rubio, M. y Lallana, F. (2018). Bibliografía de la materia “Economía de la electricidad”, de la MEPEA 2017-2018, dictada por los docentes Riavitz, Rubio y Lallana. Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche, Río negro, Argentina.
- Rijter (2018). “GENERACIÓN DE EMPLEO ENERGÍAS RENOVABLES Programa RenovAr y MATER - Agosto 2018”, Subsecretaría de Energías Renovables, Ministerio de Energía, República Argentina.
- Sabino, C. (1992), “El proceso de investigación”. Ed. Panapo, Caracas, 1992, Publicado también por Ed. Panamericana, Bogotá, y Ed. Lumen, Buenos Aires, Argentina.
- SEGEMAR (2011). “Memoria 2011”. Buenos aires, Argentina.
- Serrano, J. et al. (2017). “Determinación del Potencial de Generación Eléctrica a partir de Biomasa en el Ecuador”. Revista de la Facultad de Ciencias Químicas N° 17. Universidad de Cuenca. ISSN: 1390-1869.
- Schmalensee, R. (2015). “The Future of Solar Energy”, Energy Initiative Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, Massachusetts, Estados Unidos de América.
- Sogari, N (2003). “Cálculo de la producción de metano generado por distintos restos orgánicos”. Resumen: T-027. Comunicaciones Científicas y Tecnológicas 2003. Universidad Nacional del Nordeste, Corrientes, Argentina.

- Spichiger, J. y Verdugo, E. (2008). "Potencial De Generación De Energía Por Residuos Del Manejo Forestal En Chile". Proyecto Energías Renovables No Convencionales en Chile (CNE/GTZ), Comisión Nacional de Energía (CNE) y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, Santiago, Chile. ISBN: 978-956-7700-10-3.
- Tassi et al. (2016). "The hydrothermal system of the Domuyo volcanic complex (Argentina): A conceptual model based on new geochemical and isotopic evidences". Journal of Volcanology and Geothermal Research, Elsevier.
- Varnero, M. (2011). "Manual de Biogás". MINENERGÍA / PNUD / FAO / GEF, Chile, 2011. ISBN: 978-95-306892-0.
- Vidal, R. (2014). Tesis de Maestría "EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE CIUDAD JUÁREZ", Departamento de posgrado, Centro de Investigación de Materiales Avanzados (Cimav), Chihuahua, México.
- Vieira et al. (2014). "Advances in Assessment of Geothermal Resources of South America". Natural Resources, 2014, 5, 897-913. Published Online November 2014. Scientific Research. <http://www.scirp.org/journal/nr>; <http://dx.doi.org/10.4236/nr.2014.514077>
- Vieira et al. (2019). "Assessment of Geothermal Resources of South America – A New Look". International Journal of Terrestrial Heat Flow and Applied Geothermics VOL. 2, NO. 1 (2019); P. 46-57. ISSN: 2595-4180. DOI: <https://doi.org/10.31214/ijthfa.v2i1.32>
- Wiser et al. (2011). "Wind Energy: In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation". Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom y New York, NY, EE.UU.

14. Anexos

14.1. Anexo A: Costo nivelado de la generación de energía eléctrica (LCOE)

El costo nivelado de la energía LCOE en un proyecto es el valor de la electricidad necesario para que los beneficios sean iguales a los costos, incluyendo un retorno del capital invertido igual a la tasa de descuento. Un valor (precio) de la electricidad superior al LCOE generará un retorno del capital superior, mientras que un precio de la electricidad inferior generará un retorno inferior o incluso pérdida de capital.

El costo nivelado de la energía (LCOE) de las tecnologías de energía renovables se obtiene por la siguiente ecuación (ec. 14.1):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

ec. 14.1

donde,

LCOE : Costo nivelado de la generación de electricidad del ciclo de vida promedio (USD/kWh)

I_t: Gastos de Inversión en el año t (USD/año)

M_t: Gastos de O&M en el año t (USD/año)

F_t: Gastos de combustible en el año t (USD/año)

E_t: Generación de electricidad en el año t (kWh)

r: Tasa de descuento (%)

n: Vida del proyecto (años).

14.1.1. LCOE: Plantas de generación por residuos forestales

Tabla 14.1: Costos y LCOE calculado de las plantas de generación por residuos forestales de 0,1 MW (100 kW) (elaboración propia).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | Materia prima (USD) | O&M (USD) | | LCOE |
|----------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|-----------------------|------------------|-----------|
| | | | 5,000 (USD/kW) | 50% LCOE max 0,099 | Costos fijos | Costos variables | |
| (kW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | 0,0495 | 6% Costos instalación | 0,005 USD/kWh | (USD/KWh) |
| 100 | 753,4 | 0,86 | 0,500 | 37.291,3 | 30.000 | 3.766,8 | 0,165 |

Tabla 14.2: Datos cálculo LCOE Biomasa – Residuo forestal (elaboración propia).

| Residuo Forestal | Datos |
|--------------------|----------|
| Planta de (MW) | 1 |
| n (años) = | 20 |
| I t (MM USD/año) = | 0,500 |
| M t (USD/año) = | 33.766,8 |
| F t (USD/año) = | 37.291,3 |
| E t (GWh) = | 0,753 |
| r (%) = | 10 |
| Fc (%) = | 86 |

Tabla 14.3: Valores de LCOE para la generación por residuos forestales para capacidades de 1 MW (1000 kW) (elaboración propia).

| 1 MW | | | |
|---------|-------------|-------------|----------------|
| Periodo | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) |
| n | | | 0,165 |
| 1 | 519144 | 684873 | 0,75801492 |
| 2 | 58726 | 622612 | 0,094321599 |
| 3 | 53387 | 566011 | 0,094321599 |
| 4 | 48534 | 514555 | 0,094321599 |
| 5 | 44122 | 467777 | 0,094321599 |
| 6 | 40110 | 425252 | 0,094321599 |
| 7 | 36464 | 386593 | 0,094321599 |
| 8 | 33149 | 351448 | 0,094321599 |
| 9 | 30136 | 319498 | 0,094321599 |
| 10 | 27396 | 290453 | 0,094321599 |
| 11 | 24905 | 264048 | 0,094321599 |
| 12 | 22641 | 240044 | 0,094321599 |
| 13 | 20583 | 218222 | 0,094321599 |
| 14 | 18712 | 198383 | 0,094321599 |
| 15 | 17011 | 180348 | 0,094321599 |
| 16 | 15464 | 163953 | 0,094321599 |
| 17 | 14058 | 149048 | 0,094321599 |
| 18 | 12780 | 135498 | 0,094321599 |
| 19 | 11619 | 123180 | 0,094321599 |
| 20 | 10562 | 111982 | 0,094321599 |
| Totales | 1.059.503,3 | 6.413.778,4 | |

14.1.2. LCOE: Plantas de generación por residuos ganaderos

Tabla 14.4: Costos y LCOE calculado de las plantas de generación por residuos ganaderos (excremento) de 0,1 MW (100 kW) (elaboración propia).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | Materia prima (USD) | O&M (USD) | | LCOE |
|----------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|-----------------------|------------------|-----------|
| | | | 4.220 (USD/kW) | 50% máx LCOE 0,099, | Costos fijos | Costos variables | |
| (kW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | 4,95% | 6% Costos instalación | 0,005 USD/kWh | (USD/KWh) |
| 100 | 0,701 | 0,80 | 0,422 | 3.434,3 | 25.300 | 3.504 | 0,110 |

Tabla 14,5: Datos cálculo LCOE Biomasa – Residuo ganadero (elaboración propia),

| Residuo Ganadero | Datos |
|--------------------|--------|
| Planta de (MW) | 1 |
| n (años) = | 20 |
| I t (MM USD/año) = | 0,422 |
| M t (USD/año) = | 28.824 |
| F t (USD/año) = | 3.434 |
| E t (GWh) = | 0,701 |
| r (%) = | 10 |
| Fc (%) = | 80 |

Tabla 14,6: Valores de LCOE para la generación residuos ganaderos para capacidades de 0,1 MW (100 kW) (elaboración propia),

| 0,1 MW | | | |
|---------|-----------|-------------|----------------|
| Periodo | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) |
| n | | | 0110 |
| 1 | 412962 | 637091 | 0,648199587 |
| 2 | 26660 | 579174 | 0,046030637 |
| 3 | 24236 | 526521 | 0,046030637 |
| 4 | 22033 | 478656 | 0,046030637 |
| 5 | 20030 | 435142 | 0,046030637 |
| 6 | 18209 | 395583 | 0,046030637 |
| 7 | 16554 | 359621 | 0,046030637 |
| 8 | 15049 | 326928 | 0,046030637 |
| 9 | 13681 | 297208 | 0,046030637 |
| 10 | 12437 | 270189 | 0,046030637 |
| 11 | 11306 | 245626 | 0,046030637 |
| 12 | 10278 | 223296 | 0,046030637 |
| 13 | 9344 | 202997 | 0,046030637 |
| 14 | 8495 | 184543 | 0,046030637 |
| 15 | 7722 | 167766 | 0,046030637 |
| 16 | 7020 | 152514 | 0,046030637 |
| 17 | 6382 | 138650 | 0,046030637 |
| 18 | 5802 | 126045 | 0,046030637 |
| 19 | 5274 | 114586 | 0,046030637 |
| 20 | 4795 | 104169 | 0,046030637 |
| Totales | 658.269 | 5.966.305 | |

14.1.3. LCOE: Plantas de generación por energía eólica

Tabla 14.7: Costos de los parques eólicos de 100 MW, Y LCOE calculado (elaboración propia).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M | | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|---------------------------------------|--------|----------------|
| | | | 1.473 USD/kW | Costos fijos: 30% de LCOE 0,053 | 0,0159 | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | | (USD/kWh) |
| 100 | 429,24 | 0,49 | 147,30 | 6,825 | | 0,053 |

Tabla 14.8: Datos cálculo LCOE Eólica (elaboración propia).

| Eólica | Datos |
|--------------------|--------|
| Planta de (MW) | 100 |
| n (años) = | 20 |
| I t (MM USD/año) = | 147,30 |
| M t (MM USD/año) = | 6,825 |
| F t (USD/año) = | 0 |
| E t (GWh) = | 429,24 |
| r (%) = | 10 |
| Fc (%) = | 36 |

Tabla 14.9: LCOE calculado para los parques eólicos de 100 MW (elaboración propia).

| 100 MW | | | |
|---------|-----------|-------------|-------------------|
| Periodo | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) |
| n | | | 0,053 |
| 1 | 3443608 | 6370909 | 0,540520602 |
| 2 | 237990 | 5791736 | 0,041091378 |
| 3 | 216355 | 5265214 | 0,041091378 |
| 4 | 196686 | 4786558 | 0,041091378 |
| 5 | 178806 | 4351417 | 0,041091378 |
| 6 | 162551 | 3955833 | 0,041091378 |
| 7 | 147773 | 3596212 | 0,041091378 |
| 8 | 134339 | 3269284 | 0,041091378 |
| 9 | 122127 | 2972076 | 0,041091378 |
| 10 | 111024 | 2701887 | 0,041091378 |
| 11 | 100931 | 2456261 | 0,041091378 |
| 12 | 91756 | 2232965 | 0,041091378 |
| 13 | 83414 | 2029968 | 0,041091378 |
| 14 | 75831 | 1845425 | 0,041091378 |
| 15 | 68937 | 1677659 | 0,041091378 |
| 16 | 62670 | 1525145 | 0,041091378 |
| 17 | 56973 | 1386495 | 0,041091378 |
| 18 | 51794 | 1260450 | 0,041091378 |
| 19 | 47085 | 1145864 | 0,041091378 |
| 20 | 42805 | 1041695 | 0,041091378 |
| Totales | 5.633.455 | 59.663.055 | |

14.1.4. LCOE: Plantas de generación por energía geotérmica

Tabla 14.10: Costos de las plantas flash de 10 MW y 100 MW, Y LCOE calculado (elaboración propia).

| Yacimiento geotérmico | Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | | LCOE Calculado |
|-----------------------|----------|------------------|------------------|-------------------|--|--------------------------------|----------------|
| | | | | 3.916 USD/kW | Costos fijos: 2,5% de los Costos instalación | Costos variables: 0,02 USD/kWh | |
| | (kW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/KWh) |
| Copahue | 100.000 | 718,32 | 82% | 391,60 | 9,790 | 14,37 | 0,086 |
| Domuyo | 100.000 | 718,32 | 82% | 391,60 | 9,790 | 14,37 | 0,086 |
| Epulafquen | 10.000 | 7,1832 | 82% | 39,160 | 0,979 | 1,437 | 0,086 |

Tabla 14.11: Datos cálculo LCOE Geotermia (elaboración propia).

| Geotermia | Datos | |
|--------------------|--------|--------|
| Planta de (MW) | 10 | 100 |
| n (años) = | 30 | 30 |
| I t (MM USD/año) = | 39,16 | 391,60 |
| M t (MM USD/año) = | 2,416 | 24,156 |
| F t (USD/año) = | 0 | 0 |
| E t (GWh) = | 71,832 | 718,32 |
| r (%) = | 10 | 10 |
| Fc (%) = | 82 | 82 |

Tabla 14.12: Cálculo de LCOE para las plantas de 10 MW y 100 MW (elaboración propia).

| Periodo | Planta Flash 10 MW | | | Planta Flash 100 MW | | |
|----------|--------------------|-------------|----------------------------|---------------------|-------------|----------------------------|
| | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,086 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,086 |
| n (años) | | | | | | |
| 1 | 37796036,36 | 65301818 | 0,578789954 | 377960364 | 653018182 | 0,578789954 |
| 2 | 1996397 | 59365289,3 | 0,033629023 | 19963967 | 593652893 | 0,033629023 |
| 3 | 1814906 | 53968445 | 0,033629023 | 18149061 | 539684448 | 0,033629023 |
| 4 | 1649915 | 49062223 | 0,033629023 | 16499146 | 490622225 | 0,033629023 |
| 5 | 1499922 | 44602020 | 0,033629023 | 14999224 | 446020205 | 0,033629023 |
| 6 | 1363566 | 40547291 | 0,033629023 | 13635658 | 405472913 | 0,033629023 |
| 7 | 1239605 | 36861174 | 0,033629023 | 12396053 | 368611739 | 0,033629023 |
| 8 | 1126914 | 33510158 | 0,033629023 | 11269139 | 335101581 | 0,033629023 |
| 9 | 1024467 | 30463780 | 0,033629023 | 10244672 | 304637801 | 0,033629023 |
| 10 | 931334 | 27694346 | 0,033629023 | 9313338 | 276943456 | 0,033629023 |
| 11 | 846667 | 25176678 | 0,033629023 | 8466671 | 251766778 | 0,033629023 |
| 12 | 769697 | 22887889 | 0,033629023 | 7696973 | 228878889 | 0,033629023 |
| 13 | 699725 | 20807172 | 0,033629023 | 6997249 | 208071717 | 0,033629023 |
| 14 | 636114 | 18915611 | 0,033629023 | 6361135 | 189156107 | 0,033629023 |
| 15 | 578285 | 17196010 | 0,033629023 | 5782850 | 171960097 | 0,033629023 |
| 16 | 525714 | 15632736 | 0,033629023 | 5257136 | 156327361 | 0,033629023 |
| 17 | 477921 | 14211578 | 0,033629023 | 4779215 | 142115783 | 0,033629023 |
| 18 | 434474 | 12919617 | 0,033629023 | 4344741 | 129196166 | 0,033629023 |
| 19 | 394976 | 11745106 | 0,033629023 | 3949764 | 117451060 | 0,033629023 |
| 20 | 359069 | 10677369 | 0,033629023 | 3590695 | 106773691 | 0,033629023 |
| 21 | 326427 | 9706699 | 0,033629023 | 3264268 | 97066992 | 0,033629023 |
| 22 | 296752 | 8824272 | 0,033629023 | 2967516 | 88242720 | 0,033629023 |
| 23 | 269774 | 8022065 | 0,033629023 | 2697742 | 80220654 | 0,033629023 |
| 24 | 245249 | 7292787 | 0,033629023 | 2452493 | 72927868 | 0,033629023 |
| 25 | 222954 | 6629806 | 0,033629023 | 2229539 | 66298061 | 0,033629023 |
| 26 | 202685 | 6027096 | 0,033629023 | 2026854 | 60270965 | 0,033629023 |
| 27 | 184259 | 5479179 | 0,033629023 | 1842594 | 54791786 | 0,033629023 |
| 28 | 167509 | 4981071 | 0,033629023 | 1675086 | 49810715 | 0,033629023 |
| 29 | 152281 | 4528247 | 0,033629023 | 1522805 | 45282468 | 0,033629023 |
| 30 | 138437 | 4116588 | 0,033629023 | 1384368 | 41165880 | 0,033629023 |
| Totales | 58372032 | 677154120 | | 583720317 | 6771541200 | |

14.1.5. LCOE: Plantas de generación por energía hídrica

Tabla 14.13: Costos nivelados (LCOE) para Grandes Proyectos (elaboración propia).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|
| | | | 2.029 USD/kW | Costos anuales: 0,022 USD/kWh | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 637 | 3.403,87 | 61 | 1.292,47 | 74,89 | 0,059 |
| 322 | 1.720,64 | 61 | 653,34 | 37,85 | 0,059 |
| 108 | 577,11 | 61 | 219,13 | 12,70 | 0,059 |
| 16 | 85,50 | 61 | 32,46 | 1,88 | 0,059 |

Tabla 14.14: Datos para el cálculo de LCOE para Hídrico Grandes Proyectos (elaboración propia).

| Hídrico Grandes Proyectos | Datos | | | |
|---------------------------|----------|----------|--------|-------|
| Planta de (MW) | 637 | 322 | 108 | 16 |
| n (años) = | 30 | 30 | 30 | 30 |
| I t (MM USD/año) = | 1.292,47 | 653,34 | 219,13 | 32,46 |
| M t (MM USD/año) = | 74,89 | 37,85 | 12,70 | 1,88 |
| F t (USD/año) = | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E t (GWh) = | 3.403,87 | 1.720,64 | 577,11 | 85,50 |
| r (%) = | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Fc (%) = | 61% | 61% | 61% | 61% |

Tabla 14.15: LCOE para Hídrico Grandes Proyectos (elaboración propia).

| Periodo n (años) | 637 | | | 322 | | | 108 | | | 16 | | |
|---------------------|------------|--------------|----------------------------|------------|--------------|----------------------------|------------|--------------|----------------------------|-----------|-------------|----------------------------|
| | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,059 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,059 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,059 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,059 |
| 1 | 1243052919 | 3094430182 | 0,401706565 | 1315996061 | 3276013329 | 0,401706565 | 1315996061 | 3276013329 | 0,401706565 | 31222679 | 77725091 | 0,401706565 |
| 2 | 61888604 | 2813118347,1 | 0,022 | 74728354 | 3396743354,8 | 0,022 | 74728354 | 3396743354,8 | 0,022 | 1554502 | 70659174 | 0,022 |
| 3 | 56262367 | 2557380316 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 1413183 | 64235612 | 0,022 |
| 4 | 51147606 | 2324891196 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 1284712 | 58396011 | 0,022 |
| 5 | 46497824 | 2113537451 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 1167920 | 53087283 | 0,022 |
| 6 | 42270749 | 1921397683 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 1061746 | 48261166 | 0,022 |
| 7 | 38427954 | 1746725166 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 965223 | 43873788 | 0,022 |
| 8 | 34934503 | 1587931969 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 877476 | 39885261 | 0,022 |
| 9 | 31758639 | 1443574517 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 797705 | 36259329 | 0,022 |
| 10 | 28871490 | 1312340470 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 725187 | 32963026 | 0,022 |
| 11 | 26246809 | 1193036791 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 659261 | 29966387 | 0,022 |
| 12 | 23860736 | 1084578901 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 599328 | 27242170 | 0,022 |
| 13 | 21691578 | 985980819 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 544843 | 24765609 | 0,022 |
| 14 | 19719616 | 896346199 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 495312 | 22514190 | 0,022 |
| 15 | 17926924 | 814860181 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 450284 | 20467446 | 0,022 |
| 16 | 16297204 | 740781983 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 409349 | 18606769 | 0,022 |
| 17 | 14815640 | 673438166 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 372135 | 16915244 | 0,022 |
| 18 | 13468763 | 612216515 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 338305 | 15377495 | 0,022 |
| 19 | 12244330 | 556560468 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 307550 | 13979541 | 0,022 |
| 20 | 11131209 | 505964062 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 279591 | 12708673 | 0,022 |
| 21 | 10119281 | 459967329 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 254173 | 11553340 | 0,022 |
| 22 | 9199347 | 418152117 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 231067 | 10503036 | 0,022 |
| 23 | 8363042 | 380138288 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 210061 | 9548214 | 0,022 |
| 24 | 7602766 | 34580262 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 190964 | 8680195 | 0,022 |
| 25 | 6911605 | 314163875 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 173604 | 7891086 | 0,022 |
| 26 | 6283277 | 285603522 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 157822 | 7173715 | 0,022 |
| 27 | 5712070 | 259839566 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 143474 | 6521559 | 0,022 |
| 28 | 5192791 | 236035969 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 130431 | 5928690 | 0,022 |
| 29 | 4720719 | 214578154 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 118574 | 5389718 | 0,022 |
| 30 | 4291563 | 195071049 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 74728354 | 3396743355 | 0,022 | 107794 | 4899744 | 0,022 |
| Totales | 1880911928 | 32088021513 | | 3483118321 | 101781570617 | | 3483118321 | 101781570617 | | 47244256 | 805978562 | |

Tabla 14.16: Costos nivelados (LCOE) para Pequeños Proyectos (elaboración propia).

| Potencia (kW) | Energía generada (GWh) | Factor Capacidad (%) | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado (USD/kWh) |
|------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| | | | 3.000 USD/kW | Costos anuales: 0,03 USD/kWh | |
| | | | (MM USD) | (M USD) | |
| 4000 | 22,776 | 65 | 12,00 | 683,28 | 0,081 |
| 2600 | 14,804 | 65 | 7,80 | 444,13 | 0,081 |
| 240 | 1,367 | 65 | 0,720 | 40,997 | 0,081 |
| 50 | 0,285 | 65 | 0,150 | 8,541 | 0,081 |

Tabla 14.17: Datos cálculo LCOE Hídrico Pequeños Proyectos (elaboración propia).

| Hídrico Pequeños Proyectos | Datos | | | |
|----------------------------|--------|-----------|---------|---------|
| Planta de (MW) | 4 | 2,6 | 0,24 | 0,05 |
| n (años) = | 30 | 30 | 30 | 30 |
| I t (MM USD/año) = | 12,00 | 7,800,000 | 720,000 | 150,000 |
| M t (M USD/año) = | 683,28 | 444,13 | 40,997 | 8,541 |
| F t (USD/año) = | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E t (GWh) = | 22,776 | 14,804 | 1,367 | 0,285 |
| r (%) = | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Fc (%) = | 65 | 65 | 65 | 65 |

Tabla 14.18: LCOE para Hídrico Pequeños Proyectos (elaboración propia).

| Periodo n (años) | 4 | | | 2,6 | | | 0,24 | | | 0,05 | | |
|---------------------|-------------|-------------|-------------------------|-------------|-------------|-------------------------|-------------|-------------|-------------------------|-----------|-------------|-------------------------|
| | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,081 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,081 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,081 | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,081 |
| 1 | 11530254,55 | 20705455 | 0,55687039 | 12027662,12 | 21598674 | 0,55687039 | 12027662,12 | 21598674 | 0,55687039 | 144128 | 258818 | 0,55687039 |
| 2 | 564694 | 18823140,5 | 0,03 | 681329 | 22710969,5 | 0,03 | 681329 | 22710969,5 | 0,03 | 7059 | 235289 | 0,03 |
| 3 | 513358 | 17111946 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 6417 | 213899 | 0,03 |
| 4 | 466889 | 15556314 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 5834 | 194454 | 0,03 |
| 5 | 424263 | 14142104 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 5303 | 176776 | 0,03 |
| 6 | 385694 | 12856458 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 4821 | 160706 | 0,03 |
| 7 | 350631 | 11687689 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 4383 | 146096 | 0,03 |
| 8 | 318755 | 10625172 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 3984 | 132815 | 0,03 |
| 9 | 289777 | 9659247 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 3622 | 120741 | 0,03 |
| 10 | 263434 | 8781134 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 3293 | 109764 | 0,03 |
| 11 | 239485 | 7982849 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 2994 | 99786 | 0,03 |
| 12 | 217714 | 7257136 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 2721 | 90714 | 0,03 |
| 13 | 197922 | 6597396 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 2474 | 82467 | 0,03 |
| 14 | 179929 | 5997633 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 2249 | 74970 | 0,03 |
| 15 | 163572 | 5452393 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 2045 | 68155 | 0,03 |
| 16 | 148702 | 4956721 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1859 | 61959 | 0,03 |
| 17 | 135183 | 4508110 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1690 | 56326 | 0,03 |
| 18 | 122894 | 4096464 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1536 | 51206 | 0,03 |
| 19 | 111722 | 3724058 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1397 | 46551 | 0,03 |
| 20 | 101565 | 3385507 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1270 | 42319 | 0,03 |
| 21 | 92332 | 3077734 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1154 | 38472 | 0,03 |
| 22 | 83938 | 2797940 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 1049 | 34974 | 0,03 |
| 23 | 76307 | 2543582 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 954 | 31795 | 0,03 |
| 24 | 69370 | 2312347 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 867 | 28904 | 0,03 |
| 25 | 63064 | 2102134 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 788 | 26277 | 0,03 |
| 26 | 57331 | 1911031 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 717 | 23888 | 0,03 |
| 27 | 52119 | 1737301 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 651 | 21716 | 0,03 |
| 28 | 47381 | 1579364 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 592 | 19742 | 0,03 |
| 29 | 43074 | 1435786 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 538 | 17947 | 0,03 |
| 30 | 39158 | 1305260 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 681329 | 22710969 | 0,03 | 489 | 16316 | 0,03 |
| Totales | 17350313 | 214707404 | | 31786206 | 680216789 | | 31786206 | 680216789 | | 216879 | 2683843 | |

14.1.6. LCOE: Plantas de generación por energía solar de concentración (CSP)

Tabla 14.19: Costos nivelados de la Planta CSP de 100 MW (elaboración propia).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|------------------------------|----------------|
| | | | 5.774 USD/kW | Costos anuales: 0,04 USD/kWh | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 100 | 329,38 | 37,6 | 577,40 | 13,175 | 0,227 |

Tabla 14.20: Datos cálculo LCOE CSP (elaboración propia).

| Solar CSP | Datos |
|--------------------|--------|
| Planta de (MW) | 100 |
| n (años) = | 20 |
| I t (MM USD/año) = | 577,40 |
| M t (MM USD/año) = | 13,175 |
| F t (USD/año) = | 0 |
| E t (GWh) = | 329,38 |
| r (%) = | 10 |
| Fc (%) = | 37,6 |

Tabla 14.21: LCOE para la Planta de CSP de 100 MW (elaboración propia).

| Periodo n (años) | Planta CSP 100 MW | | |
|---------------------|-------------------|----------------|----------------------------|
| | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) 0,227 |
| 1 | 5368864000 | 2994327273 | 1,793011756 |
| 2 | 108884628,1 | 2722115702 | 0,04 |
| 3 | 98986025,54 | 2474650639 | 0,04 |
| 4 | 89987295,95 | 2249682399 | 0,04 |
| 5 | 81806632,68 | 2045165817 | 0,04 |
| 6 | 74369666,07 | 1859241652 | 0,04 |
| 7 | 67608787,34 | 1690219684 | 0,04 |
| 8 | 61462533,95 | 1536563349 | 0,04 |
| 9 | 55875030,86 | 1396875771 | 0,04 |
| 10 | 50795482,6 | 1269887065 | 0,04 |
| 11 | 46177711,45 | 1154442786 | 0,04 |
| 12 | 41979737,69 | 1049493442 | 0,04 |
| 13 | 38163397,9 | 954084947 | 0,04 |
| 14 | 34693998,09 | 867349952 | 0,04 |
| 15 | 31539998,26 | 788499957 | 0,04 |
| 16 | 28672725,69 | 716818142 | 0,04 |
| 17 | 26066114,27 | 651652857 | 0,04 |
| 18 | 23696467,51 | 592411688 | 0,04 |
| 19 | 21542243,19 | 538556080 | 0,04 |
| 20 | 19583857,45 | 489596436 | 0,04 |
| Totales | 6.370.756.335 | 28.041.635.638 | |

14.1.7. LCOE: Plantas de generación por energía solar fotovoltaica (SFV)

Tabla 14.22: Costos nivelados de la Planta SFV de 100 MW (elaboración propia).

| Potencia | Energía generada | Factor Capacidad | Costo instalación | O&M (USD) | LCOE Calculado |
|----------|------------------|------------------|-------------------|--|----------------|
| | | | 995 USD/kW | Costos totales O&M anuales: 18 USD/kW | |
| (MW) | (GWh) | (%) | (MM USD) | (MM USD) | (USD/kWh) |
| 100 | 157,68 | 18% | 99,50 | 1,80 | 0,079 |

Tabla 14.23: Datos cálculo LCOE SFV (elaboración propia).

| Solar SFV | Datos |
|--------------------|--------|
| Planta de (MW) | 100 |
| n (años) = | 20 |
| I t (MM USD/año) = | 99,50 |
| M t (MM USD/año) = | 1,80 |
| F t (USD/año) = | 0 |
| E t (GWh) = | 157,68 |
| r (%) = | 10 |
| Fc (%) = | 18 |

Tabla 14.24: LCOE para la Planta SFV de 100 MW (elaboración propia).

| Periodo | Planta SFV 100 MW | | |
|----------|-------------------|---------------|----------------|
| | Numerador | Denominador | LCOE (USD/kWh) |
| n (años) | | | 0,079 |
| 1 | 92090909 | 143345455 | 0,64 |
| 2 | 1487603 | 130314050 | 0,01 |
| 3 | 1352367 | 118467318 | 0,01 |
| 4 | 1229424 | 107697562 | 0,01 |
| 5 | 1117658 | 97906874 | 0,01 |
| 6 | 1016053 | 89006249 | 0,01 |
| 7 | 923685 | 80914772 | 0,01 |
| 8 | 839713 | 73558884 | 0,01 |
| 9 | 763376 | 66871712 | 0,01 |
| 10 | 693978 | 60792466 | 0,01 |
| 11 | 630889 | 55265878 | 0,01 |
| 12 | 573535 | 50241707 | 0,01 |
| 13 | 521396 | 45674279 | 0,01 |
| 14 | 473996 | 41522072 | 0,01 |
| 15 | 430906 | 37747338 | 0,01 |
| 16 | 391732 | 34315762 | 0,01 |
| 17 | 356120 | 31196147 | 0,01 |
| 18 | 323746 | 28360134 | 0,01 |
| 19 | 294314 | 25781940 | 0,01 |
| 20 | 267559 | 23438127 | 0,01 |
| Totales | 105.778.960 | 1.342.418.727 | |

14.2. Anexo B: Entrevista al Dr. Luis Mas

El Dr. Luis Mas es egresado de la Universidad Nacional del Sur donde obtuvo el grado de Licenciado en Ciencias Geológicas y el Doctorado en Geología. Cuenta con vasta experiencia en la temática energética, desarrollando su actividad laboral en distintos ámbitos dentro de los entes provinciales asociados a las fuentes energéticas de la provincia del Neuquén; entre estos se pueden citar la Dirección de Recursos Hídricos, Centro Regional de Energía Geotérmica del Neuquén, Dirección Provincial de Hidrocarburos y Combustibles – Dirección General de Exploración y Yacimientos; Y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) - Gerencia de Planeamiento - Área de Energías Alternativas. Además, ha estado vinculado al ámbito académico desarrollando su actividad en la Universidad Nacional del Comahue, como Secretario de Extensión y Transferencia Tecnológica de la Facultad de Ingeniería desde diciembre de 2008 hasta mayo 2011. Y actualmente es Profesor Adjunto en el Departamento de Geología y Petróleo de la Facultad de Ingeniería en la Universidad Nacional del Comahue (en el Anexo C se puede acceder al CV del Dr. Luis Mas en toda su extensión y detalle).

La entrevista al Dr. Luis Mas fue orientada para conocer su opinión formada a través de tantos años dedicados al estudio y trabajo en la temática, tanto en el ámbito privado, público y el académico, en lo referente a las energías renovables y no renovables de la provincia del Neuquén.

A continuación, se presenta un extracto y síntesis de la entrevista la cual tuvo una duración aproximada de dos horas y, cuarenta y cinco minutos (2:45 hs.), mediante un cuestionario a modo de guiar la entrevista al Dr. Luis Mas. En lo sucesivo se identificará al entrevistado por LM y al entrevistador por SA.

Entrevista:

SA: En su perspectiva, ¿cómo ve a la provincia del Neuquén frente a las posibilidades de ofrecer un desarrollo de generación de energía por fuentes energéticas renovables y/o no renovables (hidrocarburos), en

el pasado, presente y futuro? Considerando aspectos políticos y económicos de carácter regional, nacional e/o internacional.

LM: La provincia del Neuquén tiene una larga historia vinculada al desarrollo de sus fuentes energéticas, en principio, las asociadas al desarrollo de las fuentes energéticas fósiles y luego las hídricas en la forma de las grandes represas y diques. Si bien es cierto, que en décadas pasadas hubo desarrollos energéticos por fuentes renovables de menor escala y con el objeto de atender demandas regionales o locales, no hubo luego una decisión, en principio política, por alentar un desarrollo mayor y/o más amplio o diverso. Existieron casos de implementación del aprovechamiento del cauce de pequeños ríos o arroyos para la generación hidroeléctrica por micro centrales en las proximidades de la localidad de San Martín de los Andes, como así también en las décadas del 70 y 80 se instalaron en pequeñas localidades no conectadas al Sistema Interconectado Provincial, microcentrales hidroeléctricas; fueron 8 (ocho) microcentrales, de las cuales, hasta donde sé, queda solo una en servicio (Auquinco). Además del desarrollo del piloto de la central de generación geotérmica en la proximidad de las localidades de Copahue y Caviahue, donde ambos proyectos luego fueron dejados de ser mantenidos y abandonados, por una pérdida de interés provincial.

Esta intención de diversificar la matriz energética, prácticamente acompañó el periodo histórico de la Crisis del petróleo de la OPEP de 1973, donde el mundo en general, y Europa de manera más consciente, comenzó a pensar y tomar acciones sobre el uso racional de la energía, la soberanía energética, la diversificación de la matriz energética, entre otros aspectos. Actualmente, y hace unos años que se está volviendo sobre estos aspectos a nivel mundial y nacional con acciones concretas sobre el desarrollo y diversificación de la matriz energética, alentando el desarrollo de las energías renovables, aunque no es muy claro cuánto de este esfuerzo es “racional” y cuánto de esto responde a mejorar la

“imagen” empresarial o del Estado por acciones en el sentido del cuidado de medio ambiente.

A futuro, son más las incertezas que las certezas en el sendero del desarrollo de las fuentes energéticas renovables, primero se debería volver sobre temas como desregulación tarifaria, cuál es el mejor uso de las fuentes energética actuales; para el caso de los hidrocarburos, propuestas a largo plazo en términos generales, en particular el desarrollo energético, racional, eficiente, sustentable, en fin, dejar de pensar en soluciones coyunturales y de corto plazo.

Es claro, que los recursos energéticos de la provincia del Neuquén están para ser desarrollados, como ser la energía eólica, geotérmica y quizás en menor medida la solar. En nuestra región la energía solar, no sería tan favorable, a pesar de tener una interesante heliofanía, el factor de carga es algo bajo comparado con otras regiones. Por el caso de la energía eólica existen excelentes locaciones para su desarrollo en la provincia; en Europa con la decisión tomada de cuál es el camino a seguir, no importó generar por energía eólica con factores de capacidad del 25%.

SA: En el devenir histórico, ¿cómo cree que ha sido la real importancia dedicada al desarrollo de las energías renovables frente a las energías no renovables (hidrocarburos) en la provincia del Neuquén?

LM: Han existido proyectos para el desarrollo de las energías renovables, incluso pilotos como el de la planta de geotermia de Copahue-Caviahue, pero todos los esfuerzos se pueden resumir en la voluntad o interés político del gobierno de turno, lo que se ha logrado establecer al menos en el pasado. Para pensar a futuro se debe alcanzar una decisión política provincial de largo plazo, independiente de las “oportunidades” de cada momento,

como pueden ser un periodo de mejores precios para el gas, o para el petróleo, o bien, para el desarrollo de alguna fuente energética alternativa, para luego virar el horizonte en pos de un nuevo paradigma circunstancial que solo atiende o responde a una cuestión coyuntural, que lejos está de proyectar un desarrollo a largo plazo, con las mejores maneras de aprovechar los recursos energéticos en el tiempo.

Tanto a nivel provincial, como nacional, todas estas aparentes indecisiones son solo respuesta a la indefinición de proyectos a largo plazo, primero a nivel nacional y luego por “decantación” a nivel provincial.

A veces, prosperan proyectos personales y no se alientan proyectos a largo plazo pensando en un futuro de soberanía energética.

A futuro, los recursos están y en diversidad. Pero claro, los proyectos de energía renovable, para el caso, eólica, solar, etc, frente a la energía del gas y del petróleo o hidroeléctrica, no se ve como una razón justificada; salvo que se presente un inversor privado, en ese caso, se podría desarrollar algún recurso energético renovable. Otro factor, es el riesgo en la inversión (e.g. geotermia, hidroeléctrica), y el retorno a largo plazo. Para el caso de la energía eólica, no es así, ya que una vez instalados ya pueden producir y volver rentable el proyecto. Como es usual, es el Estado el que debe acompañar a estos proyectos, de ahí que merezca una planificación a largo plazo.

A modo de ejemplo, la empresa Capex, en el yacimiento Agua del cajón, en menos de dos años amortizaron la inversión de la central térmica, debido a que el gas era “gratis”, claro, en ese momento las condiciones económicas, financieras, de producción, etc., marcaban que el yacimiento se definiera como uno de petróleo, y de la mano con restricciones en el aventamiento del gas asociado producido (década del 90), luego

le dieron ese fin al gas, favorecidos por una coyuntura nacional, que distaba de un proyecto pensado a largo plazo.

Ahora, en un país donde es muy dificultoso desarrollar los reservorios no convencionales, y se piensa en subvencionarlo para que se mantenga la actividad económica, siendo que es una industria tan rentable tan onerosa, da que pensar si es el camino correcto.

SA: ¿Atribuye lo anterior a factores de política interna, provincial, nacional o a factores externos, internacionales?

LM: Prácticamente siempre han sido motivaciones personales o del gobierno de turno, Si bien, en años anteriores el costo de generación por renovables no se podía cubrir, en la actualidad puede no ser así.

Actualmente, se están desarrollando fuentes de energía renovables, pero no es claro su fin. Ahora es bien visto, como imagen de empresa trabajar en temas de fuentes renovables, si pensamos en empresas de hidrocarburos, que han “mutado” a empresas de energía en general.

Pero puede ser que la cuestión tarifaria sea una componente determinante en, quizás, el lento desarrollo de las energías renovables.

Respecto al desarrollo de las energías renovables, el Estado debería estar promoviéndolo, alentándolo e incluso desarrollándolo, es muy difícil que prospere por solo esfuerzos de jugadores privados. Por ejemplo, para que un desarrollo de geotermia obtener retornos pueden pasar hasta 10 años, lo cual puede no resultar tentador para un inversor privado, frente a negocios o alternativas de inversión menor plazo de retorno, Además, se requiere de un esquema nacional muy sólido y no expuesto a los vaivenes usuales de nuestro país.

En México, en el momento de “la Crisis del petróleo de la OPEP de 1973”, era miembro de la OPEP, históricamente son fuertemente generadores de energía por geotermia, y si bien siempre fue caro, la rentabilidad de vender petróleo era mejor y ayudaba a sostener el sistema. En Europa en ese tiempo, aplicaron retenciones al beneficio de las empresas generadoras de energía por fuentes no renovables para trasladar inversión al desarrollo de fuentes de energías no tan rentables, para el caso, las renovables, por ejemplo, el caso de energía eólica, con factores de capacidad del 25%, incluso off-shore. Sin embargo, en Argentina, por su parte se tenía para el mismo momento histórico, factores de capacidad del 45% pero sin embargo no se desarrollaron.

SA: ¿Todo esto responde a una visión ambientalista, o falta de recursos energéticos fósiles?

LM: En Europa, existió exploración de hidrocarburos pero, con resultados escasos y en general estériles, salvo, los del último tiempo (décadas) en el mar del norte.

En Europa se asustaron con la “Crisis del petróleo de la OPEP” en los años setenta y fue motivador para pensar en su soberanía energética. Por otro lado, los países del Este tenían y tienen mucho para ofrecer en términos de petróleo y gas, y con ello generaban electricidad para el uso general, e.g. cocinas, termotanques, etc. Pero Europa fue consciente de la dependencia que esto genera y es cuando comienza a fomentar el desarrollo de energías renovables que le provean seguridad energética.

Nosotros no tenemos esa planificación, quizás sea cultural, Europa se ha equivocado más, tiene más historia, y puede ser por esto que apuestan a un abanico más amplio de recursos energéticos.

SA: ¿Cómo piensa que es el camino a seguir en el desarrollo de las fuentes de energía, en particular de las energías renovables para la provincia del Neuquén?

LM: En la actualidad el Estado nacional está con una puesta más fuerte sobre el desarrollo de las energías renovables, pero tengo mis reparos sobre los fines o intenciones.

La provincia del Neuquén tiene gran variedad de recursos energéticos para desarrollar, y en primera instancia considero que una manera más adecuada para el desarrollo de las energías renovables sería en un esquema de menor a mayor, con sistemas híbridos, en pequeñas localidades para, primero, crear conciencia en la gente sobre la sustentabilidad de la energía, que creo que no está arraigado. Luego, y de manera gradual, en la medida de que vaya ganando experiencia apostar por desarrollo mayores, como por ejemplo grandes parques de generación por fuentes energéticas renovables.

Algo a tener presente es el hecho de que los sistemas de transporte y distribución eléctrica no son eficientes, que es algo en lo que también debe trabajarse. Por ejemplo, en lugares o localidades de turismo, como puede ser Caviahue, el sistema de suministro eléctrico no es confiable y eso afecta en tener un turismo de calidad.

Un desarrollo de fuentes energéticas renovables locales o regionales podría garantizar suministro a sectores o regiones periféricas, a su vez que le confiere seguridad al sistema interconectado general. En Copahue y Caviahue con una central geotérmica de 5 MW se puede atender la demanda, e incluso poder llegar a responder a la demanda, de manera complementaria al suministro de energía existente, de lugares próximos como Loncopué, El Cholar y quizás, hasta Las Lajas.

Esto estaría a favor de alentar un sistema de “mallado” interconectado, donde los nodos del sistema sean puntos de generación y de alguna manera descentralizar un sistema radial con foco en Buenos Aires.

En EEUU se hizo un sistema interconectado del tipo nodal mallado, estableciendo en los nodos sistemas de generación, para permitir que el sistema siempre esté interconectado y así garantizar el abastecimiento, eso debería replicado aquí, a nivel nacional y para el caso, en la provincia del Neuquén.

El “gran proyecto” está muy bien, pero en provincias de poca población con grandes distancias, como son las patagónicas, en vez desarrollar monumentales sistemas de transmisión, sería mejor el desarrollo para atender la demanda local o regional y luego pensar en grandes proyectos.

SA: ¿Qué potencial vislumbra para la provincia del Neuquén cómo una provincia “exportadora” de energía tanto por fuentes renovables cómo fuentes no renovables, más allá de satisfacer una demanda nacional?

LM: Primero, habría que concretar un desarrollo real de los recursos para luego proyectar y pensar en exportar, tanto en energías renovables como no renovables. A modo de ejemplo, este país es un país con petróleo, pero no es, como dice una vieja máxima: “Argentina no es un país petrolero, es un país con petróleo”, no somos Kuwait en ese aspecto. Por otro lado, el yacimiento Vaca muerta es no convencional, cuesta mucho obtener el recurso, si pudiéramos exportar como Irán sería espectacular, pero no es así, no es equivalente a la Soja en términos competitivos de exportación frente a otros jugadores internacionales.

Además, si aún no podemos responder o atender la demanda interna de ningún tipo de energía de manera sustentable, con

tarifas acordes, etc., cómo es que se podría pensar en proyectar una exportación de energía.

SA: ¿Cabe pensar la posibilidad de dar valor agregado a una energía generada como fin último? Por ejemplo, incentivar y favorecer el desarrollo de un polo industrial-tecnológico en la provincia que atienda una demanda provincial, regional, nacional y por qué no, internacional. A modo de ejemplos o paradigmas, se tiene el modelo Noruego y localmente el desarrollo de la empresa Aluar, donde se suele escuchar que “la empresa Aluar no vende aluminio sino más bien electricidad”, dado que la central hidroeléctrica Futaleufú no solo abastece a la Aluar, sino que además la empresa tiene la mayoría de participación accionaria de la hidroeléctrica (59%; fuente: página aluar.com.ar). Se puede discutir de los modos o maneras, pero es en principio, una manera de agregar valor agregado al recurso energético.

LM: Ese comentario o pregunta, resume de alguna manera la historia moderna de nuestro país, de porque estamos como estamos, y lo digo sin ningún ánimo político.

SA: Ud, comentó sobre alentar el desarrollo de pequeños proyectos energéticos renovables que atiendan la necesidades o demandas de lugares o regiones, aisladas o marginales en lo referente al sistema interconectado de suministro eléctrico, ¿Qué opinión le merece el desarrollo de proyectos como Chihuido?

LM: Todos los proyectos hidroeléctricos del Comahue, en su creación, tienen una justificación variada, entre las cuales, y por Ley de Aguas, la principal no es la industrial (generación eléctrica). El primer objetivo es el uso consuntivo (agua para el consumo

humano), el segundo es el uso para riego, y al final es el industrial, Por supuesto que por encima de todo ello, y por una cuestión lógica, en la regulación de la operación de las represas, el factor de seguridad de las mismas está por encima de todo; y en función de ello, la seguridad en la prevención de inundaciones de las localidades aguas abajo.

Este proyecto en particular, es más que un proyecto de generación de energía eléctrica, es un proyecto multipropósito de gran importancia en lo que le confiere la regulación del río Neuquén.

El río Neuquén no es un río regulable, no tiene como el río Limay lagos que permiten un control sobre los caudales y regímenes aluvionales. Las principales diferencias entre el Neuquén y el Limay son las siguientes: El Limay tiene en su alta cuenca, un importante conjunto de lagos naturales, que recibe y amortigua el impacto de los picos de precipitaciones y deshielos en cordilleras; en cambio el Neuquén casi no tiene lagos, por lo tanto, sus picos son más pronunciados.

Además, los regímenes de precipitaciones de la zona norte (Nqn) son menores que en la sur (Limay), por lo tanto, los volúmenes hídricos en las dos cuencas son distintos (mayores en la Limay), y consecuentemente la mayoría de las represas se instalaron en ésta.

Por otra parte, la única represa del río Neuquén (complejo Los Barreales - Mari Menuco), por sus características geográficas, no se construyó sobre el eje del río, sino en una cuenca que estaba a un costado de la misma. Por esa razón, y como una medida muy creativa, el ingreso a los embalses se produce por un canal, y el cauce natural del río "original" quedó funcionando como canal aliviadero.

Se tienen registros aluvionales y de inundaciones del río Neuquén que indican que superando los 10.000 m³/s el riesgo de inundación hasta la confluencia con el río Limay es casi un hecho,

donde, no solo se podrían inundar las riveras de las ciudades de Centenario, Neuquén, incluso hasta la propia ciudad de Cipolletti. En años pasados sucedió que para el río Neuquén, producto de lluvias aguas arriba, se pronosticaba que alcanzaría los 11.000 m³/s; en todo contexto el lago Mari Menuco alcanzaría a contener 8.000 m³/s y el resto del caudal, naturalmente seguiría por el cauce del río. Sucedió que la proyección de los milímetros de agua que lloverían se extendió a un tiempo mayor de días, al de 5 días, de manera que, la fortuna estuvo presente y esa extensión en el tiempo del volumen de agua que llovería se dio de manera más gradual y se “esquivó” un desastre natural.

Por otro lado, por la zona inundable del cauce del río Neuquén, además de estar asentadas ciudades, zonas de desarrollo frutihortícola, existen zonas de producción de petróleo y gas, está el cabezal del gasoducto Neuba. Con lo cual, el impacto en términos económicos y sociales es de importancia y urgencia.

SA: A modo de síntesis o reflexión, para Ud, ¿cuáles son los puntos salientes a considerar?

LM: Enumerándolos, y quizás jerarquizándolos también, podrían ser:

- g. En una provincia energética la eficiencia energética debería ser el primer mandamiento, e.g. no es aceptable tener edificios ineficientes en términos energéticos.
- h. Fundamental el uso racional de la energía, No puede ser que haya edificios públicos con luces encendidas las 24 hs, del día. Estimo que por el uso “irracional” de la energía se debe perder de un 10% a un 20% de la energía generada.
- i. Todo está asociado a decisiones políticas.
- j. Hay que revisar el tema tarifario, desregular, al tener tarifas no acordes, el sistema se vuelve no sustentable.

- k. Ver cuáles son las mejores opciones para el desarrollo de los recursos energéticos en el largo plazo.
- l. Primero fomentar el desarrollo de proyectos energéticos renovables de pequeña escala que atienda las necesidades regionales o locales, para luego, avanzar hacia los proyectos de gran escala.

14.3. Anexo C: CV del Dr. Luis Mas

*Curriculum Vitae Resumido
Dr. LUIS CARLOS MAS*

CURRICULUM VITAE (Resumido) LUIS CARLOS MAS



- 1- **Domicilio:** Famatina 308 - (8300) Neuquén -
- 2- **Teléfono:** (54) (0299) 446-6007 – (54) (0299) 156349689
- 3- **Correo Electrónico:** lucarmas@yahoo.es
- 4- **Fecha de Nacimiento:** 22 de Junio de 1956
- 5- **Lugar de Nacimiento:** Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, República Argentina.
- 6- **Nacionalidad:** Argentina
- 7- **Documento de Identidad:** DNI 12.278.097
- 8- **Lic. de Conductor N°:** 12.278.097 de la Municipalidad de Neuquén
- **Escuela Secundaria:** Escuelas Medias de la Universidad Nacional del Sur (Bahía Blanca)
Colegio Don Bosco (Bahía Blanca)
Egresado en 1973 con el Título de Perito Mercantil
- 10- **Títulos Universitarios:**
 - Profesional:** Licenciado en Ciencias Geológicas.
Otorgado por la Universidad Nacional del Sur.
Fecha: 18 de Diciembre de 1980
 - Académico:** Doctor en Geología.
Otorgado por la Universidad Nacional del Sur.
Fecha: 19 de noviembre de 1993.
- 11- **Matrícula Profesional N°:** Geo 27 – C.I.N.

IDIOMAS:

- 1- *Inglés* - 5º año aprobado de los cursos regulares de la Asociación Bahiense de Cultura Inglesa
- 2- *Alemán* - Curso de Alemán I aprobado en la Sociedad Escolar Alemana, dependiente del Instituto Goethe
- 3- *Italiano* - Curso de Italiano I desarrollado en la Asociación Italiana Dante Alighieri

ESTUDIOS DE PERFECCIONAMIENTO:

- Análisis de Facies en Sedimentos Carbonáticos. Dictado por el Dr. Werner Buggish. Organizado por el Departamento de Graduados de la Universidad Nacional del Sur – Desarrollado en la ciudad de Bahía Blanca, durante octubre de 1981.
- Curso sobre la "Estratigrafía de los Depósitos Mesozoicos de la Cuenca Sedimentaria Neuquina". Dictado por el Dr. Carlos Gulisano, por intermedio de la Escuela de Post Grado de Yacimientos Petrolíferos Fiscales. 1 al 6 de octubre de 1984
- Exploración Geotérmica. Dictado por el Instituto Internacional de Investigaciones Geotérmicas, dependiente del Consejo de Investigaciones Científicas de la República de Italia, en la ciudad de Pisa - Del 15 de Noviembre de 1985 al 30 de Junio de 1986.
- Curso Básico de Geología Aplicada a la Ingeniería. Dictado por el Dr. Ing. Angel García Yague, Organizado por la Escuela de Post Grado y la Facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional del Comahue; y por la Subsecretaría de Estado de Obras y Servicios Públicos de la Prov. Del Neuquén. En la ciudad de Neuquén, en mayo de 1987.
- Determinación de Minerales por Difractometría de Rayos X. Dictado por el Dr. Pedro Maiza. Organizado por el Departamento de Graduados de la Universidad Nacional del Sur. Desarrollado en Bahía Blanca en abril - mayo de 1989.

Curriculum Vitae Resumido
Dr. LUIS CARLOS MAS

- Inclusiones Fluidas: Su Aplicación en la Interpretación de Procesos Geológicos y en la Exploración Mineral. Dictado por la Dra. Graciela Mas. Organizado por el Departamento de Graduados de la Universidad Nacional del Sur. Desarrollado en Bahía Blanca en mayo - junio de 1989.
- Consideraciones Geotectónicas de la Cuenca Neuquina. Dictado por el Lic. Salvador Minitti, organizado por la Dirección General de Minería. En la ciudad de Zapala, del 5 al 7 diciembre de 1989.
- Exploración Geotérmica. Organizado por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), llevado a cabo en la Compañía de Desarrollo de Energía Eléctrica (EPDC) y el Servicio Geológico del Japón. Duración: 30 días. Desarrollo: Tokio, Tsukuba y varios Campos Geotérmicos de Japón. Septiembre - octubre de 1991.
- Environmental Aspects of Geothermal Developments. Organizado por la Asociación Internacional de Geotermia. Desarrollado en la Escuela Internacional de Geotermia, Pisa, Italia. 18 - 20 de mayo de 1995.
- Programa de Capacitación para Trabajadores de la Administración Pública del Neuquén. Curso de Windows 3.1. Organizado por la Dirección General de la Función Pública. Desarrollado en Neuquén, en el mes de julio de 1996.
- Programa de Capacitación para Trabajadores de la Administración Pública del Neuquén. Curso de Excel Planilla Cálculo para Windows. Organizado por la Dirección General de la Función Pública. Desarrollado en Neuquén, en el mes de septiembre de 1996.
- Programa de Capacitación en la Industria Petrolera. Introducción a la Producción Petrolera. Organizado por Petrolera Argentina San Jorge. Desarrollado en la ciudad del Neuquén, desde julio hasta noviembre de 1997.
- Curso de Autodesk World. Organizado por Autodesk Training Center Network. Desarrollado en CIAR y Asociados, en la ciudad de Neuquén, durante el mes de diciembre de 1998.
- Curso de Capacitación Docente para Técnicos y Profesionales. Organizado por la Facultad de Ciencias de la Educación, de la Universidad Nacional del Comahue. Desarrollado en la ciudad de Cipolletti, desde marzo hasta diciembre de 1999.
- Geoquímica de los Isótopos Estables de C, O, H y S. Dictado por el Dr. Esteban Cardellach López, de la Universidad Autónoma de Barcelona, España. Organizado por la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca. 12 al 25 de abril de 1999.
- Integrated Uses of Geothermal Energy. Organizado por la Asociación Internacional de Geotermia. Desarrollado en Dokuz Eylül University Center, Doganbey, Izmir, Turquía. 22 - 23 de abril de 2005. World Geothermal Congress 2005.

ANTECEDENTES LABORALES:

- **Administración Provincial del Agua - Dirección de Recursos Hídricos.** Marzo de 1982 a Mayo de 1985. Especialidad: Aguas Subterráneas y Perforaciones.
- **Ente Provincial de Energía del Neuquén - Gerencia de Ingeniería.** Junio de 1985 a Abril de 1995. Especialidad: Geología de los campos geotérmicos.
- **Centro Regional de Energía Geotérmica del Neuquén.** De 1985 hasta 1992. Especialidad: Geología de los campos geotérmicos a nivel nacional.
- **Dirección Provincial de Hidrocarburos.** De mayo de 1995 hasta noviembre de 1995. Especialidad: Control de Medio Ambiente, Yacimientos y Superficiales.
- **Dirección Provincial de Hidrocarburos y Combustibles. Dirección General de Exploración y Yacimientos** (primero Dirección de Yacimientos y Superficiales). De diciembre de 1995 hasta diciembre de 1999. Cargo: Director General. Especialidad: Control de las Áreas y Yacimientos hidrocarbúferos de la Provincia del Neuquén.
- **Dirección General de Recursos Hídricos - Dirección de Fiscalización y Control.** De junio de 2000 hasta octubre de 2002. Cargo: Asesor Profesional. Especialidad: Control en materia hídrica en la Provincia del Neuquén.

Curriculum Vitae Resumido
Dr. LUIS CARLOS MAS

- **Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) - Gerencia de Planeamiento - Área de Energías Alternativas.** De noviembre de 2002 hasta marzo de 2017 (Jubilación). Cargo: Asesor Profesional. Especialidad: Geología y desarrollo de los campos geotérmicos.
- **Secretaría de Extensión y Transferencia Tecnológica - Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Comahue.** De diciembre de 2008 hasta mayo 2011. Cargo: Secretario.
- **Departamento de Geología y Petróleo - Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Comahue.** De marzo de 2012 hasta la actualidad. Cargos: Asistente de Docencia a Cargo de Cátedra, y en la actualidad Profesor Adjunto.

ACTIVIDADES ORGANIZACIONALES:

Taller integral de "Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía y Aplicación de Energías Renovables"

Implementado por el Consejo Interuniversitario Nacional, en el marco del Programa Estratégico de Investigación y Desarrollo –PEID- a través del Plan de fortalecimiento de la investigación científica, el desarrollo tecnológico y la innovación en las universidades. Desarrollado entre el 17 y el 18 de septiembre de 2009, en la ciudad de Neuquén. Participación como Integrante de la Comisión Organizadora del Taller y Coordinador del Taller de Geotermia.

XVIII Congreso Geológico Argentino

Organizado por la Asociación Geológica Argentina. Desarrollado entre el 2 y el 6 de mayo de 2011 en la ciudad de Neuquén. Integrante de la Junta Ejecutiva del Congreso.

Carrera Licenciatura en Ciencias Geológicas

- Departamento de Geología y Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue. Participante en la Comisión de generación del Proyecto de Carrera durante el año 2009.
- Integrante de la Comisión de Seguimiento Curricular desde su conformación hasta el presente.

Concejo Directivo

Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Comahue
Concejero Directivo Períodos 2014/2018 y 2018/2022.

ANTECEDENTES COMO CAPACITADOR:

Seminario de Energías Renovables, Aplicaciones, Desarrollo y Aspectos Ambientales.

Institución: Maestría en Intervención Ambiental. Departamento de Posgrado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue.

Dictado: 11 y 12 de diciembre de 2009. 14 y 15 de mayo de 2010. 2 y 3 de diciembre de 2016.

Cátedra de Geoquímica. Docente a Cargo. Carrera: Licenciatura en Ciencias Geológicas.

Departamento de Geología y Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue.
Desde el 1° Cuatrimestre 2012 al presente.

Cátedra de Prospección Geotérmica. Docente a Cargo. Carrera: Licenciatura en Ciencias Geológicas.

Departamento de Geología y Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue.
Desde el 2° Cuatrimestre 2014 al presente.

Cátedra de Sedimentología. Docente Colaborador. Carrera: Licenciatura en Ciencias Geológicas.

Departamento de Geología y Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue.
Desde el 2° Cuatrimestre 2012 al presente.

PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN

Subsidios Otorgados por CONICET

- Subsidio PIP CONICET- 2006-2008 N° 6180: La alteración hidrotermal superficial de los campos geotermales Copahue y Domuyo, Prov. de Neuquén. Categoría: Investigador
- Subsidio PIP CONICET-2009-2010 N° 112- 200801- 00160 Evolución de los sistemas geotérmicos Copahue y Domuyo, de acuerdo a sus características mineralógicas, geoquímicas y estructurales actuales y pasadas. Categoría: Investigador
- Subsidio PIP CONICET-2009-2010 N° 112- 200801- 00160 Evolución de los sistemas geotérmicos Copahue y Domuyo, de acuerdo a sus características mineralógicas, geoquímicas y estructurales actuales y pasadas. Categoría: Investigador.

Otorgados por la Secretaría de Ciencia y Técnica UNS:

- Subsidio (PGI/CU/99) para estudiar Los Procesos de alteración e inclusiones fluidas como indicadores fisico-químicos en ambientes pegmatíticos y en fajas metamórficas (Córdoba), en ambientes hidrotermales de la provincia de San Juan, y en procesos geotermales actuales (Copahue y Domuyo). Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/03 488/03: Inclusiones fluidas y minerales de alteración en ambientes geotermales. Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/03.580/03: Inclusiones fluidas y minerales hidrotermales en ambientes geotermales. Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/05: 24/081. Estudio mineralógico, geoquímico y paragenético de los campos geotérmicos Copahue y Domuyo, de la Provincia de Neuquén, República Argentina, y su comparación con sistemas hidrotermales fósiles. Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/06: 24/081. Estudio mineralógico, geoquímico y paragenético de los campos geotérmicos Copahue y Domuyo, de la Provincia de Neuquén, República Argentina, y su comparación con sistemas hidrotermales fósiles. Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/07:24/081. Estudio mineralógico, geoquímico y paragenético de los campos geotérmicos Copahue y Domuyo, de la Provincia de Neuquén, República Argentina, y su comparación con sistemas hidrotermales fósiles. Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/08:24/081. Estudio mineralógico, geoquímico y paragenético de los campos geotérmicos Copahue y Domuyo, de la Provincia de Neuquén, República Argentina, y su comparación con sistemas hidrotermales fósiles. Categoría: Investigador.
- Subsidio PGI/CSU/09:24/081. Estudio mineralógico, geoquímico y paragenético de los campos geotérmicos Copahue y Domuyo, de la Provincia de Neuquén, República Argentina, y su comparación con sistemas hidrotermales fósiles. Categoría: Investigador.

INFORMES DE DIVULGACIÓN:

Se han presentado cuatro (4) Informes Inédito, ocho (8) Publicaciones Periódicas con referato, nueve (9) Capítulos de libro, veinticuatro (24) Trabajos completos en Actas de Congresos y dos (2) Comunicaciones en Congresos.



Dr. LUIS CARLOS MAS
Neuquén, 30 de noviembre de 2020

14.4. Anexo D: Tecnologías de generación de energía eléctrica para la Biomasa Residuo Forestal

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en el trabajo realizado por Serrano, J. et al. (2017), “Determinación del Potencial de Generación Eléctrica a partir de Biomasa en el Ecuador” (ISSN: 1390-1869), que brindan un contexto de base para la tecnología asociada a la generación de energía eléctrica partir de biomasa de residuo forestal. En el citado trabajo se puede ampliar el contenido en lo referente a la tecnología de generación eléctrica por biomasa, el equipamiento, el tipo y funcionamiento.

14.4.1. Tecnologías de generación

A continuación, se presentan las tecnologías combustión, gasificación y pirólisis asociadas a la generación de energía eléctrica para la fuente energética biomasa.

14.4.1.1. Combustión

La combustión se define como una secuencia de reacciones químicas exotérmicas entre un combustible y un comburente (e.g. aire), cuyos productos principales de la combustión son gases como el CO, CO₂, N₂, O₂ y H₂O, que se liberan a elevadas temperaturas. Se dice que la combustión es completa si el único producto de oxidación del carbono es el CO₂, y una combustión incompleta si se produce CO.

El medio más común de la conversión de biomasa en energía térmica es la combustión directa, produciéndose alrededor del 90% de toda la energía obtenida de la biomasa. Es por medio de la combustión que se contribuye con más del 97% de la producción de bioenergía a nivel mundial; es una tecnología que está ampliamente probada y tiene un costo significativamente bajo, es confinable y disponible comercialmente. Pero la cantidad de emisiones de gases contaminantes al ambiente es su principal problema. La biomasa está formada por una fracción de materia orgánica y otra inorgánica, y estas tienen una influencia decisiva en la combustión. La primera, producida durante el proceso de fotosíntesis de la planta, contiene la mayoría de la energía almacenada que posteriormente será liberada en forma de calor. La segunda, es importante para el diseño y operación de los sistemas de combustión debido a que es responsable de problemas como el ensuciamiento por cenizas y escoria depositadas en los

combustores. También se debe notar que la presencia de nitrógeno, azufre y cloro es la responsable de la formación de compuestos de riesgo (NO_x, SO_x, HCl, H₂S entre otros) que pueden afectar la calidad del aire y la vida útil de los sistemas de combustión por la corrosión producida o por las incrustaciones (compuestos alcalinos) formadas en la cámara de combustión que resulta en una disminución de la tasa transferencia de calor.

La biomasa presenta una elevada humedad y un alto contenido de oxígeno. La humedad constituye un problema operacional debido a que se requiere energía adicional para eliminarla por la naturaleza endotérmica del proceso de evaporación del agua. Un elevado contenido de oxígeno, resta energía calórica al combustible. Y en conjunto, producen una disminución de la cantidad de energía que puede liberar la biomasa por kilogramo de materia seca (poder calorífico). En general, se puede decir que existe una relación lineal negativa entre el contenido de humedad (oxígeno) y el poder calorífico.

Dependiendo del poder calorífico, del contenido de humedad de la biomasa, de la cantidad de aire empleada como comburente y el diseño del horno de combustión, se pueden alcanzar temperaturas de llama de 1650 °C. El calor generado debido a la exotermicidad de las reacciones de combustión, asociado a la temperatura, permite que este proceso sea integrado a un sistema de generación de energía eléctrica con un ciclo Rankine, que puede producir vapor de media y alta presión, con la capacidad de mover turbinas acopladas a generadores que producen la energía eléctrica. Esta integración brinda la posibilidad de reducir costos de combustible y la tasa de emisiones netas de gases de efecto invernadero. Estos sistemas de generación o cogeneración por combustión de biomasa ofrecen eficiencias globales entre 30% y 40%. Sin embargo, la dependencia del proceso de combustión de la humedad de la biomasa presenta complicaciones al momento de mantener condiciones uniformes de operación en un sistema de generación de energía eléctrica (Serrano; 2017).

14.4.1.2. Gasificación

La gasificación se define como un proceso de conversión térmica de material orgánico para producir gases combustibles bajo condiciones reductoras (en presencia de aire, oxígeno o vapor de agua). Si se efectúa en presencia de aire, la combustión se producirá en cantidades subestequiométricas comparada con aquellas necesarias para

completar la combustión. Este proceso, realizado a altas temperaturas puede procesar biomasa sólida y líquida.

La gasificación presenta una menor tasa de emisión de CO₂ comparada con la combustión, el equipo para llevar a cabo el proceso es compacto y permite un control efectivo del proceso logrando así una elevada eficiencia térmica. Además, se considera que la gasificación es un proceso más afín con la preservación del ambiente debido a las bajas emisiones de gases de efecto invernadero y/o tóxicos al ambiente y, la posibilidad del uso de subproductos sólidos resultantes del proceso.

La biomasa que presenta una humedad entre el 30 y el 60 por ciento (30% - 60%) puede ser procesada mediante gasificación. Sin embargo, como se observó anteriormente para la combustión, la presencia de agua afecta directamente al proceso, dado que se requiere un mínimo de 2.260 kJ de energía extra para vaporizarla. Por lo tanto, un secado previo de la materia prima es altamente recomendable. En el gasificador se produce una degradación térmica, donde las cadenas orgánicas de elevado peso molecular se rompen en pequeñas moléculas gaseosas que no tienen mayor interacción con el agente gasificante. Es en este paso en donde se formará el alquitrán una vez que los vapores hayan condensado; este compuesto constituye un verdadero problema para los sistemas de gasificación al causar obstrucciones, especialmente en los ductos de descarga de productos. Luego de la degradación térmica, se producen reacciones químicas entre los hidrocarburos formados, vapor de agua, dióxido de carbono, oxígeno e hidrógeno para dar lugar así a los productos finales de la combustión. Cuando el aire es empleado como oxidante y se emplean temperaturas menores a 1.000 °C, el producto gaseoso producido contendrá H₂, CO, CO₂, CH₄, otros hidrocarburos de bajo peso molecular conjuntamente con H₂O en estado de vapor y N₂. Cuando se emplean temperaturas mayores a 1.000 °C, se produce solamente el denominado gas de síntesis (CO+H₂), que es una plataforma química para la producción de hidrógeno, combustibles líquidos y electricidad. Las aplicaciones de los productos de la gasificación se ilustran en la figura 14.1 (Serrano; 2017).

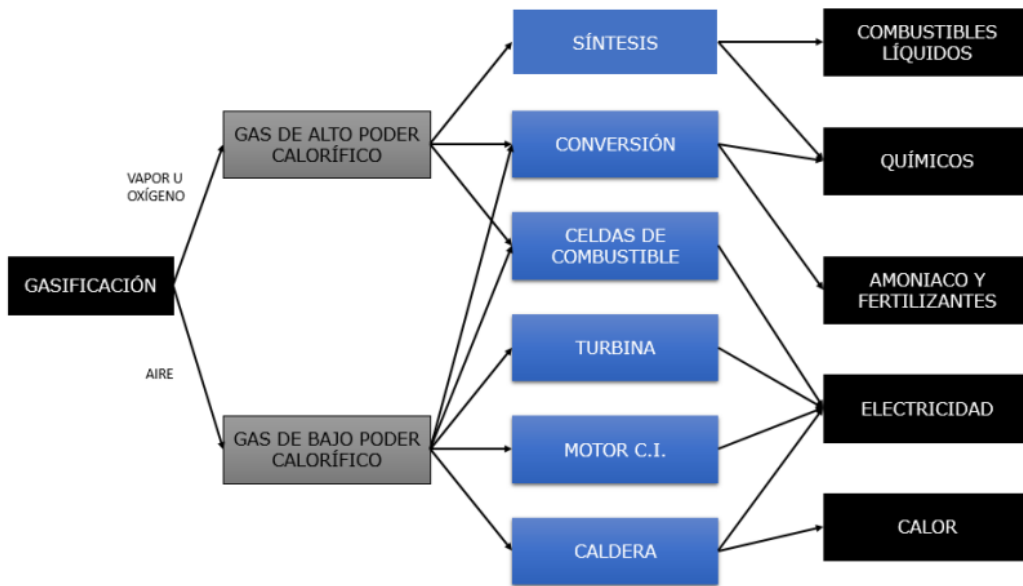


Figura 14.1: Aplicaciones de los productos de la gasificación (Serrano; 2017).

Para el diseño de los gasificadores para proveer principalmente calor y electricidad a partir del gas de síntesis, se deben tener en cuenta parámetros operacionales como el:

- Tipo de inyección: La biomasa puede alimentarse desde la parte superior o desde uno de los costados del equipo.
- El agente gasificante.
- El tipo de calentamiento: El aporte de calor al gasificador se puede dar por una combustión parcial de la biomasa (calentamiento directo) o por la presencia de un elemento externo de calentamiento (calentamiento indirecto).
- Rango de temperatura: Esto es importante, especialmente para la selección de materiales apropiados para la construcción del gasificador.
- Rango de presión: La temperatura de operación, usualmente superior a 1.000 °C y el calor que portan los productos permiten que este proceso se

pueda incorporar a la generación de electricidad. El gas de síntesis previamente purificado es enviado a una turbina de gas, generando energía eléctrica, ver figura 14.2. Además, el calor residual de este proceso se puede integrar en un ciclo combinado elevando así la eficiencia de todo el proceso de generación obteniendo valores de eficiencia térmica entre 40% y 50%.

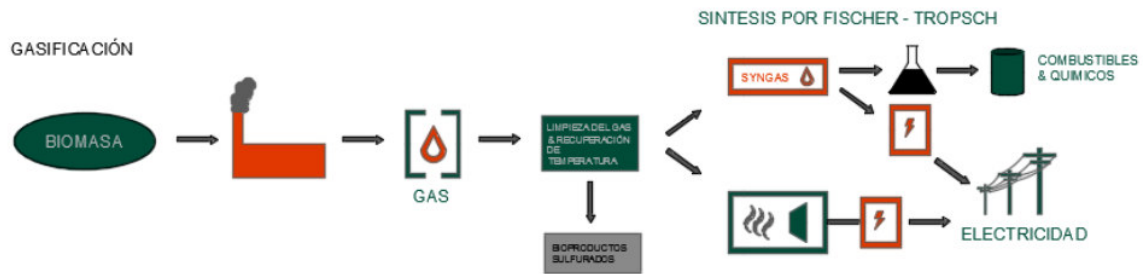


Figura 14.2: Esquema de generación de energía eléctrica a partir de biomasa mediante gasificación (Serrano; 2017).

Adicionalmente, los procesos de gasificación y posterior generación eléctrica (figura 14.2) requieren de la implementación de sistemas de pretratamiento de la biomasa y tratamiento del combustible obtenido, reflejado en incrementos en el costo general. (Serrano; 2017).

14.4.1.3. Pirólisis

La pirólisis se define como un proceso de descomposición térmica en ausencia de oxígeno o aire, para transformar la biomasa en una variedad de compuestos entre estos, carbón vegetal, aceites combustibles (alquitranes, hidrocarburos pesados), gases (CH_4 , H_2 , CO , CO_2 y otros hidrocarburos de bajo peso molecular) y agua. La naturaleza de los cambios químicos durante el proceso de pirólisis y la consiguiente familia resultante de los productos antes mencionados depende de las características físicas y químicas de la biomasa, la temperatura final del proceso (temperatura de pirólisis), la tasa de calentamiento, el tiempo de residencia en la cámara y diseño del reactor de pirólisis.

En cuanto al tipo de biomasa, en general, el análisis de termogravimetría diferencial muestra que los componentes principales de la biomasa presentan rangos de

temperatura preferenciales para iniciar con el proceso de pirólisis, para el caso se tiene que para la:

- Hemicelulosa: 150 °C - 300 °C
- Celulosa: 275 °C - 350 °C
- Lignina: 250 °C - 500 °C

La composición, tamaño, forma y estructura física de la biomasa juegan un papel preponderante en el proceso de pirólisis debido al efecto que tienen en la transferencia de calor. Partículas de tamaño fino tienden a formar mayoritariamente productos líquidos y gaseosos, mientras que partículas de tamaño grueso tienden a formar carbón vegetal. El proceso de pirólisis de la biomasa atraviesa tres fases o etapas. La primera, fase de prepirólisis, se produce entre los 120 °C y 200 °C, con una pequeña pérdida de peso, debido a reordenamientos moleculares, tales como la rotura de enlaces, la aparición de radicales libres, y la formación de grupos carbonilo, con la correspondiente liberación de pequeñas cantidades de H₂O, CO, y CO₂. La segunda etapa, es el proceso de pirólisis en sí mismo, durante el cual se produce la descomposición de sólidos, acompañada por una pérdida significativa de masa. En la última y tercera etapa, se produce la desvolatilización del carbono causada por la ruptura continua de los enlaces C-H y C-O. En función de la tasa de calentamiento, la pirólisis puede ser clasificada de manera burda como rápida o lenta. Siendo la pirólisis rápida, cuando el tiempo requerido para calentar la biomasa hasta la temperatura de pirólisis es mucho más corto que el tiempo de reacción pirolítica característico; y de manera inversa, cuando el tiempo es más largo, la pirólisis es lenta. Sin embargo, esta clasificación no toma en cuenta factores como el tiempo de residencia de la biomasa en la cámara y la temperatura del proceso fundamental para determinar la distribución de los productos. Una clasificación más adecuada para el proceso de pirólisis se presenta en la tabla 14.25 (Serrano; 2017).

Tabla 14.25: Clasificación de algunos procesos pirolíticos.

| Proceso | Tiempo de residencia | Tasa de calentamiento | Temperatura final (°C) | Productos |
|-----------------|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------------|
| Carbonización | días | muy baja | 400 | carbón vegetal |
| Convencional | 5 - 30 min | baja | 600 | carbón, aceite combustible y gas |
| Rápido | < 2 s | muy baja | ~ 500 | aceite combustible |
| Flash | < 1 s | alta | < 650 | aceite combustible, químicos, gas |
| Ultra-rápido | < 0,5 s | muy alta | ~ 1000 | químicos, gas |
| Al Vacío | 2 - 30 s | media | 400 | aceite combustible |
| Hidropirólisis | < 10 s | alta | < 500 | aceite combustible |
| Metanopirólisis | < 10 s | alta | > 700 | químicos |

Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Serrano (2017).

Los parámetros de operación de un reactor de pirólisis deben ajustarse a los requerimientos específicos de distribución de productos requeridos. Las normas de diseño tentativas sugieren que:

- Para maximizar la formación de carbón vegetal se deben emplear bajas tasas de calentamiento (< 0,01 - 2,0 °C/s), una temperatura final baja y largos tiempos de residencia.
- Para maximizar el rendimiento de productos líquidos se deben emplear elevadas tasas de calentamiento y temperaturas finales moderadas (450 - 600 °C) y tiempos de residencia cortos.
- Para maximizar la producción de gas, se deben emplear tasas de calentamiento bajas, temperaturas finales elevadas (700 - 900 °C) y tiempos de residencia grandes.

Según su tipo, los productos de la pirólisis podrían ser implementados en sistemas de generación de electricidad, con generación de vapor en un ciclo Rankine acoplado a un generador, para los sólidos. O una planta termoeléctrica con motor de combustión interna para los líquidos (figura 14.3).

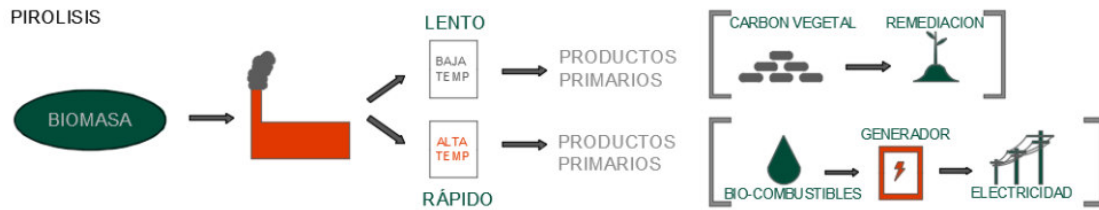


Figura 14.3: Esquema de generación de energía eléctrica a partir de biomasa mediante pirólisis (Serrano; 2017).

Aunque, la generación de electricidad utilizando los productos de la pirólisis presenta una reducción importante de las emisiones de gases de efecto invernadero, el adecuado desempeño de estos sistemas dependerá de la adaptación de los productos de la pirólisis a éstos. Por lo tanto, se requiere tratamientos adicionales o diferentes diseños de sistemas termoeléctricos. En la tabla 14.26 se resume la clasificación de los procesos termoquímicos anteriormente vistos (Serrano; 2017).

Tabla 14.26: Clasificación de los procesos termoquímicos.

| Proceso Termoquímico | Característica del proceso | Productos principales | Uso primario | Tratamiento posterior de los productos principales | Productos secundarios |
|----------------------|---|--|-----------------------------|--|--|
| Combustión | Exceso de aire $700 < T (^{\circ}\text{C}) < 1.400$; $P > 0,1 \text{ MPa}$ | Gases a elevadas temperaturas | Vapor, calor y electricidad | | |
| Gasificación | Oxidación parcial $500 < T (^{\circ}\text{C}) < 1.400$; $P > 0,1 \text{ MPa}$ | $\text{CO} + \text{H}_2$ (gas de síntesis) | Vapor, calor y electricidad | Water Gas Shift; Catálisis/Biocatálisis | Hidrógeno; Ácidos orgánicos, alcoholes |
| Pirólisis | Ausencia de oxígeno $300 < T (^{\circ}\text{C}) < 600$; $0,1 < P (\text{Mpa}) < 0,5$ | Biooils (aceite de pirólisis) | Biocombustibles diversos | Upgrading químico (catalizadores, alta temperatura) o físico | Electricidad |
| | | Carbón vegetal | Remediación de suelos | | |

Fuente: modificado de Serrano (2017).

14.5. Anexo E: Tecnologías de generación de energía eléctrica para la Biomasa Residuo Ganadero (Excremento).

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en el trabajo realizado por Varnero, M. (2011). "Manual de Biogás" (ISBN: 978-95-306892-0), que brinda un contexto de base para la tecnología asociada a la generación de energía eléctrica a partir de biomasa de residuo ganadero (excremento). En el citado trabajo se puede ampliar el contenido en lo referente a la tecnología de producción de biogás, el equipamiento de referencia y su funcionamiento, con el objetivo del uso final del mismo como fuente energética de generación eléctrica.

14.5.1. Acondicionamiento del biogás

El biogás obtenido ($\text{CH}_4 - \text{CO}_2$) no es absolutamente puro, presentando partículas y trazas de otros gases, y dado el uso que pueda tener el mismo, las impurezas deben ser removidas, según el tipo de utilización que tendrá. La purificación o acondicionamiento del biogás es importante por dos razones principales: (1) para aumentar el poder calorífico del biogás y, (2) cumplir los requerimientos de algunas aplicaciones de gas (motores, calderas, celdas de combustible, vehículos, etc.). Los propósitos de purificación y/o acondicionamiento del biogás se resumen en la figura 14.4 (Varnero; 2011).

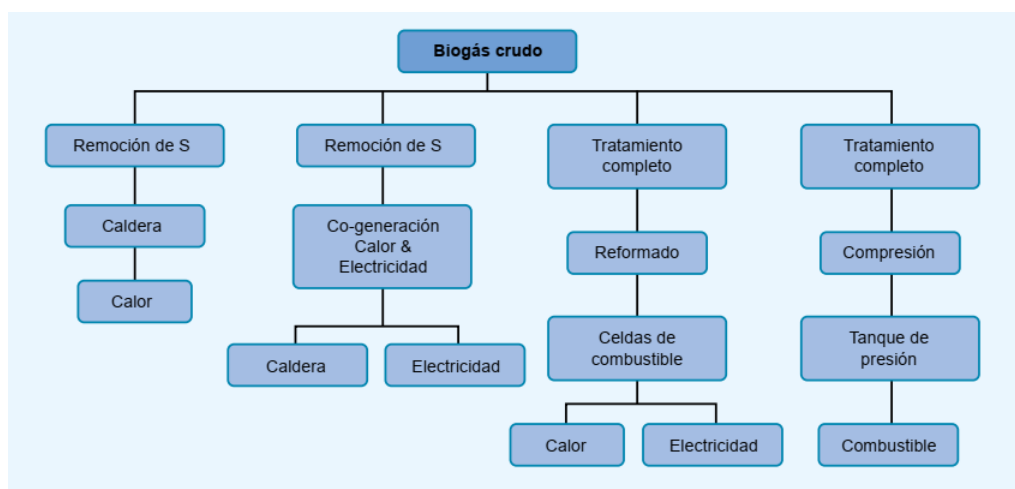


Figura 14.4: alternativas de utilización del biogás y sus requerimientos de purificación (Varnero; 2011).

14.5.1.1. Equipos de distribución, purificación y tratamiento del biogás

Con el fin de llevar el biogás generado en el biodigestor a los diferentes puntos de consumo y remover contaminantes que pueden estar presentes en la corriente gaseosa, se requiere el uso de equipos de distribución, purificación y tratamiento del mismo. Los principales equipos requeridos se pueden observar en la figura 14.5 (Varnero; 2011).

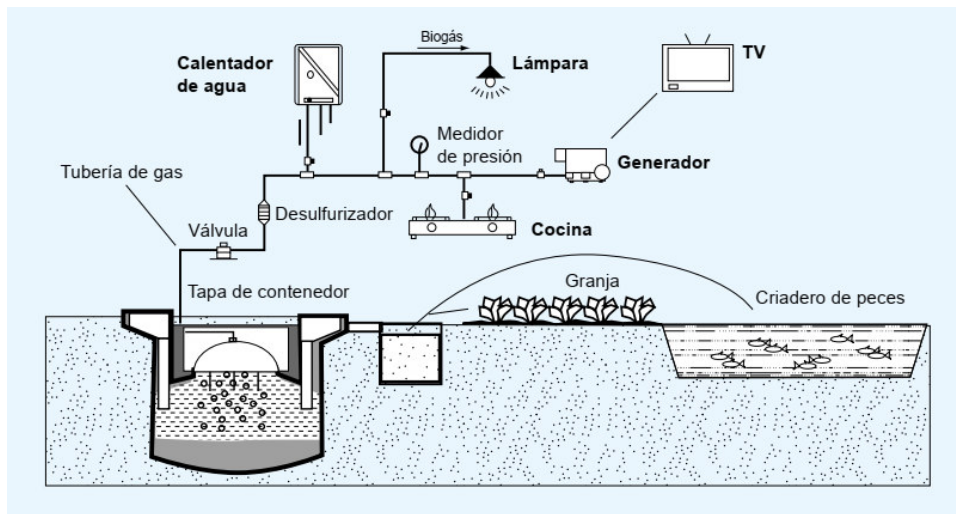


Figura 14.5: Tendido de red de distribución (Varnero; 2011).

14.5.1.2. Clasificación de Reactores Anaeróbicos

Los reactores anaeróbicos se pueden clasificar en términos de su velocidad de proceso en baja o alta velocidad. En la figura 14.6 se resumen los tipos de reactores anaeróbicos según su clasificación de baja o alta velocidad.

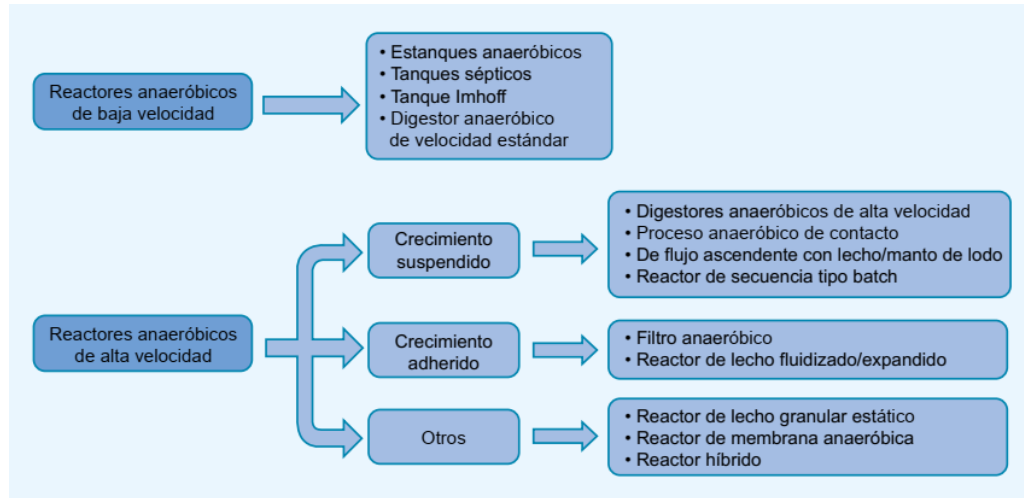


Figura 14.6: Clasificación de los reactores anaeróbicos (Varnero; 2011).

14.5.2. Principales digestores en el medio rural

Un biodigestor básicamente consiste en un depósito cerrado, donde se introducen los residuos orgánicos mezclados con agua para ser digeridos por microorganismos. El biogás producido por la fermentación se puede almacenar en este mismo depósito en la parte superior del digestor, llamada domo o campana de gas. Esta campana de almacenamiento puede ser rígida o flotante. En algunos casos, está separada del digestor y se le llama gasómetro. Este gasómetro es una campana invertida, sumergida en un tanque de agua, que además de almacenar el gas, ejerce presión sobre el gas para el consumo. Los digestores se pueden construir enterrados o sobre el suelo, utilizando diferentes materiales de construcción como, por ejemplo, ladrillos o vaciado de cemento. La campana puede ser metálica, de madera recubierta de plástico o de ferrocemento. La carga y descarga de los residuos puede ser por gravedad o bombeo (Varnero; 2011).

14.5.2.1. Tipos de biodigestores

Los biodigestores varían ampliamente de acuerdo con su complejidad y utilización. Los más sencillos caen dentro de la clasificación de digestores discontinuos o de cargas

por lotes y los más complejos se caracterizan por poseer dispositivos que permiten alimentarlos, proporcionándoles calefacción y agitación. Resulta conveniente clasificarlos según su modo de operación con relación a su alimentación o carga en los siguientes tipos:

- **Continuos:** Cuando la alimentación del digester es un proceso ininterrumpido, el efluente que descarga es igual al afluente o material de carga (que entra al digester), con producciones de biogás, uniformes en el tiempo. Son utilizados principalmente para el tratamiento de aguas negras. Corresponde a plantas de gran capacidad, tipo industrial, en las cuales se emplean equipos comerciales para alimentarlos, proporcionándoles calefacción y agitación, así como para su control. Dado que se genera una gran cantidad de biogás, habitualmente, éste se aprovecha en aplicaciones industriales.
- **Semi-continuos:** Cuando la primera carga que se introduce al digester consta de una gran cantidad de materias primas. Posteriormente, se agregan volúmenes de nuevas cargas de **MANUAL DE BIOGÁS 98** materias primas (afluente), calculados en función del tiempo de retención hidráulico (TRH) y del volumen total del digester. Se descarga el efluente regularmente en la misma cantidad del afluente que se incorporó. Este proceso es usado en el medio rural, cuando se trata de sistemas pequeños para uso doméstico. Los diseños más populares son el digester Indiano y Chino.
- **Discontinuos o régimen estacionario:** Los digestores se cargan con las materias primas en una sola carga o lote. Después de un cierto período de fermentación, cuando el contenido de materias primas disminuye y el rendimiento de biogás decae a un bajo nivel, se vacían los digestores por completo y se alimentan de nuevo dando inicio a un nuevo proceso de fermentación. Esto se conoce también como digestores Batch o Batelada.

14.5.2.2. Modelo Chino de Biodigester

Los digestores de este tipo son tanques cilíndricos con el techo y el piso en forma de domo y se construyen totalmente enterrados. Al iniciar el proceso, el digester se llena con residuos agrícolas compostados mezclados con lodos activos de otro digester, a través de la cubierta superior, que es removible. Una vez cargado así, es alimentado

diariamente con los residuos que se encuentren disponibles, provenientes de la letrina y de los animales domésticos, a través del tubo de carga el cual llega a la parte media del digestor (figura 14.7) (Varnero; 2011).

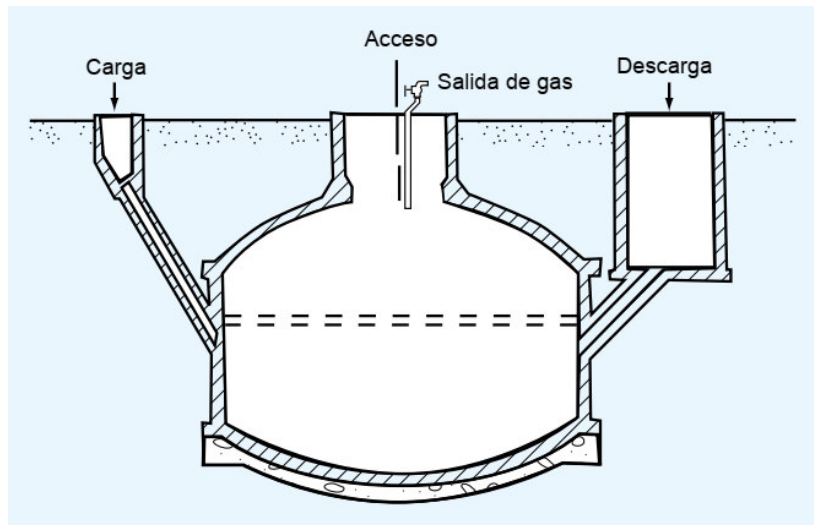


Figura 14.7: Biodigestor tipo Chino (Varnero; 2011).

En este tipo de digestores no existe gasómetro, almacenándose el biogás dentro del sistema. A medida que aumenta el volumen del gas almacenado en el domo del digestor, aumenta su presión forzando al líquido, en los tubos de entrada y salida a subir y llegándose a alcanzar presiones de hasta 100 cm de columna de agua. Se generan entre 0,15 y 0,20 volúmenes de gas por volumen de digestor/día. Como consecuencia de la variación de presión, la que aumenta al generarse el gas y disminuye al consumirse éste, se reduce la eficiencia en los equipos consumidores. Periódicamente se extrae una parte del líquido en fermentación a través del tubo de salida, mediante una cubeta y una o dos veces al año el digestor se vacía completamente aplicando el residuo (sólido) a los campos de cultivo. A pesar que el digestor chino es poco eficiente para generar biogás, es excelente en la producción de bioabono, ya que los tiempos de retención son en general largos y además se tiene gran cantidad de este material cuando se necesita para mezclar con el suelo antes de la siembra. Los tiempos de retención de operación para los biodigestores tipo chino son de 30 a 60 días, requiriéndose para alcanzar la misma eficiencia (máximo 50% de

reducción de la materia orgánica) de 1/2 a 1/3 de este tiempo de retención en los biodigestores tipo hindú.

14.5.2.3. Modelo Indiano de Biodigestor

Estos digestores en general son enterrados y verticales, semejando a un pozo. Se cargan por gravedad una vez al día, con un volumen de mezcla que depende del tiempo de fermentación o retención y producen una cantidad diaria más o menos constante de biogás si se mantienen las condiciones de operación. El gasómetro está integrado al sistema, o sea que, en la parte superior del pozo flota una campana donde se almacena el gas. De esta forma, la presión del gas sobre la superficie de la mezcla es muy baja, de alrededor de 30 cm de columna de agua. Con esta campana se logra, además, una presión constante, lo que permite una operación eficiente de los equipos a los que alimenta (figura 14.8). La campana también ayuda al rompimiento de la espuma que se forma en muchos biodigestores (Varnero; 2011).

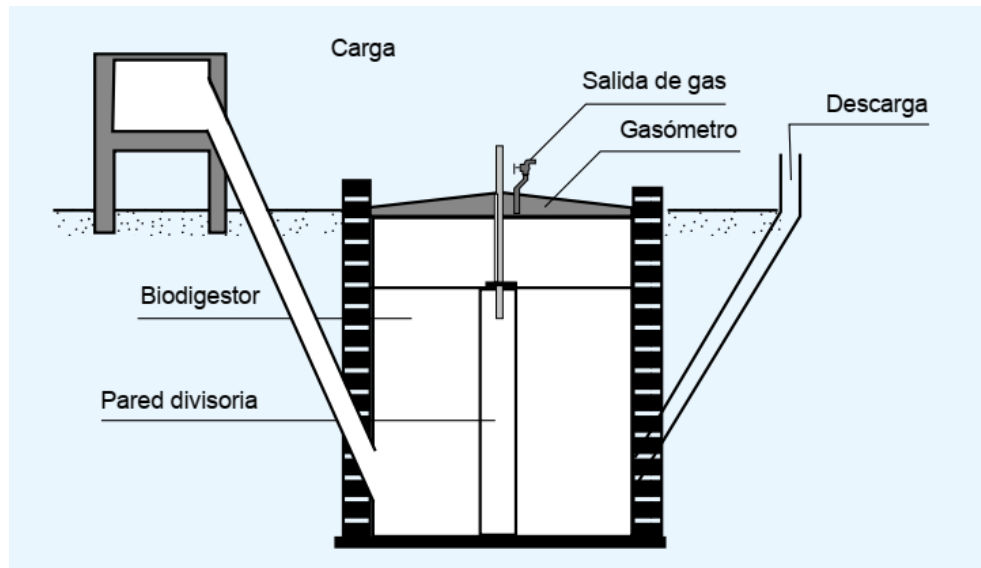


Figura 14.8: Biodigestor tipo Indiano (Varnero; 2011).

La entrada de la carga diaria por gravedad hasta el fondo del pozo, además de producir agitación, provoca la salida de un volumen equivalente de lodos digeridos, desde la superficie o desde el fondo, según el diseño del sistema, los que se hacen fluir hasta una pileta para su aplicación a los cultivos. Para aumentar la retención de la materia

prima, posee un tabique central. En este caso, los materiales usados son preferentemente excretas, las que deben estar bien diluidas y mezcladas homogéneamente. Este tipo de digestor presenta una buena eficiencia de producción de biogás, generándose entre 0,5 y 1,0 volumen de gas por volumen de digestor por día (Varnero; 2011).

14.5.2.4. Biodigestores Horizontales

Estos digestores se construyen generalmente enterrados (figura 14.9), son poco profundos y alargados, semejando un canal, con relaciones de largo a ancho de 5:1 hasta 8:1 y sección transversal circular, cuadrada o en “V”. Se operan a régimen semi-continuo, entrando la carga por un extremo del digestor y saliendo los lodos por el extremo opuesto. La cúpula puede ser rígida o de algún material flexible que no presente fugas de gas y que resista las condiciones de la intemperie. Este tipo de digestores se recomiendan cuando se requiere trabajar con volúmenes mayores de 15 m³, para los cuales, la excavación de un pozo vertical comienza a resultar muy problemática (Varnero; 2011).

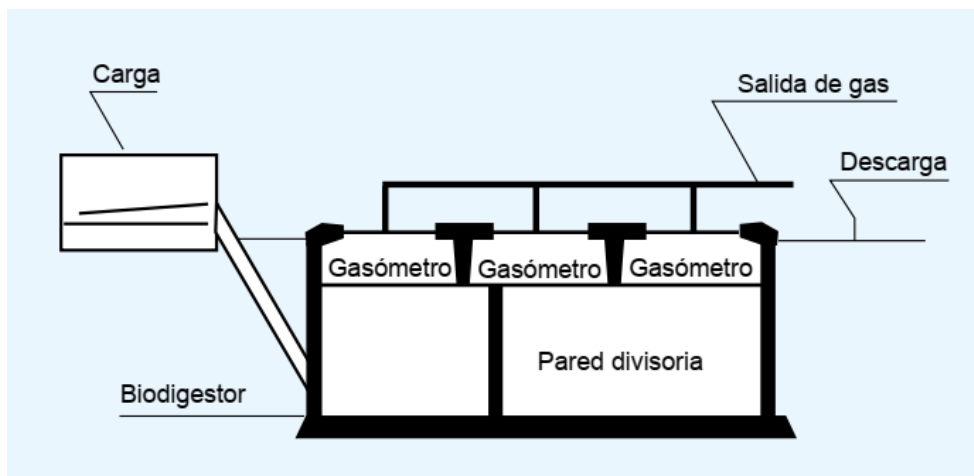


Figura 14.9: Biodigestor horizontal (Varnero; 2011).

14.5.2.5. Digestor Batch (discontinuo o régimen estacionario)

Este tipo consiste en una batería de tanques o depósitos herméticos (digestores) con una salida de gas conectada con un gasómetro flotante, donde se almacena el biogás.

El objetivo de disponer de más un digestor es tener siempre uno de ellos en carga o en descarga, mientras el resto se encuentra en producción de biogás. La alimentación o carga del digestor con la materia prima, sólida, seca, se realiza por lotes (discontinuos) y la carga de los residuos estabilizados se efectúa una vez que ha finalizado la producción de biogás. Este sistema discontinuo es aplicable en situaciones particulares, como sería la de materias primas que presentan problemas de manejo en un sistema semi-continuo y continuo, o materiales difíciles de digerir metanogénicamente o cuando las materias primas a procesar, están disponibles en forma intermitente, como es el caso de los rastrojos de cosecha. Está destinado a pequeñas y grandes explotaciones agropecuarias, su uso a escala doméstica es poco práctico (Varnero; 2011).

14.6. Anexo F: Tecnología de generación de energía eléctrica por energía Eólica

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en el trabajo realizado por Vidal, R. (2014). Tesis de Maestría “EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE CIUDAD JUÁREZ” y contenidos tomados de la bibliografía de estudio de la materia “Economía de las fuentes renovables” de la maestría MEPEA dictada por los docentes Audisio, O., Álvarez, P. y Juanicó, L. (2018). Estos temas brindan un contexto de base para la tecnología asociada a la generación de energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento. En la bibliografía citada se puede ampliar el contenido en lo referente a la tecnología de generación de energía eléctrica por uso de la energía cinética del viento, el equipamiento de referencia y su funcionamiento.

Como primera aproximación se presentan dos tipos principales de equipos eólicos que aprovechan la energía cinética del viento para la generación de energía eléctrica; por un lado, los molinos, los cuales son usados principalmente para el bombeo mecánico de agua, y por el otro, los aerogeneradores de electricidad (Vidal; 2014). A continuación se presenta una breve descripción de los mismos.

14.6.1. Los Molinos

En el campo es muy común encontrarse con molinos y su utilización para extraer agua del subsuelo. El equipo utilizado se denomina molino multipala (multiaspas) en razón de estar compuesto por un número elevado (12 a 16) de palas (aspas), la razón del sistema multipala radica en el hecho de que con muy baja velocidad de viento (apenas una brisa) el molino está en condiciones de funcionar, que con el giro de las palas se acciona mecánicamente una bomba que extrae el agua del subsuelo (figura 14.10). Además de la Argentina, el molino también es muy utilizado en Australia, Sudáfrica, Holanda y Dinamarca (Vidal; 2014).

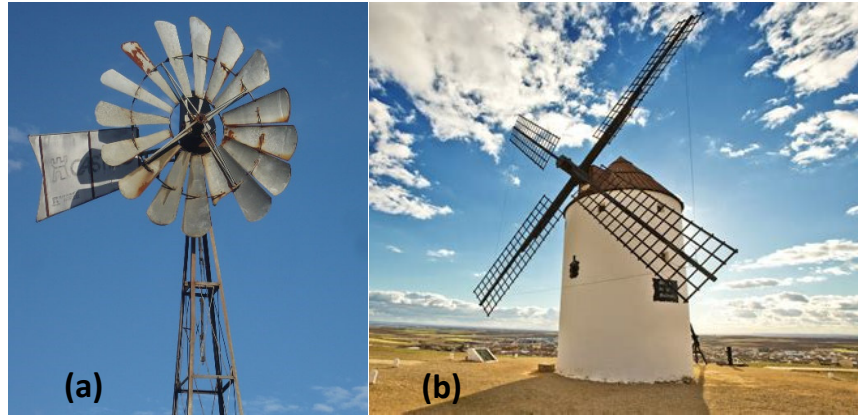


Figura 14.10: Molinos de viento; típico molino para bombeo de agua subterránea (a) y para molienda de granos y bombeo de agua (b) (Fuente: imágenes de internet).

14.6.2. Los Aerogeneradores

Estos equipos están especialmente diseñados para producir electricidad. En la actualidad se fabrican máquinas comerciales de muy variados tamaños, desde muy bajas potencias 100 W a 150 W, hasta potencias de 700 kW y 800 kW, incluso superando la etapa experimental con modelos que alcanzan potencias de hasta 1.500 kW. A diferencia de los molinos, estos equipos se caracterizan por tener pocas palas porque de esta manera alcanzan a desarrollar una mayor eficiencia de transformación de la energía cinética contenida en el viento. Si bien existen algunos aerogeneradores de una sola pala, los de dos o tres palas son lo más utilizados. De manera general y simplificada, un aerogenerador está conformado por dos elementos principales: un rotor compuesto por un eje y la o las palas, y un generador que se mueve por arrastre del rotor. Los rotores de los aerogeneradores de potencia mediana en adelante (más de 20 kW) no desarrollan gran número de revoluciones, considerándose como normal el orden de 60 a 70 revoluciones por minuto (rpm). Teniendo en cuenta que los generadores normalmente trabajan a 1.500 rpm, para adecuar las distintas velocidades de trabajo de estos dos elementos se vinculan a través de una caja multiplicadora (figura 14.11) (Vidal; 2014).

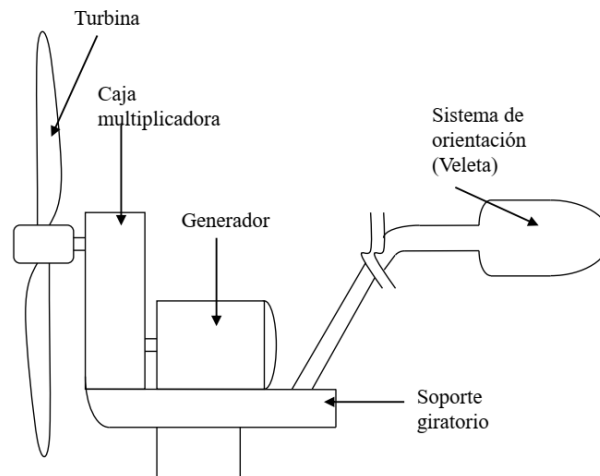


Figura 14.11: Esquema general de componentes de un aerogeneradores (Álvarez; 2018).

En los aerogeneradores pequeños, el generador suele ser un alternador conectado directamente al eje de rotación (figura 14.12).

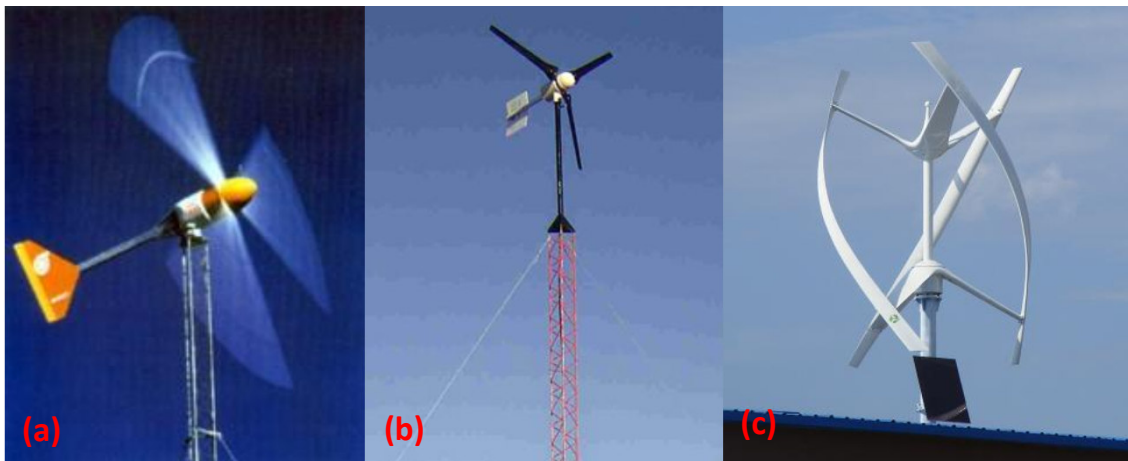


Figura 14.12: Aerogeneradores de baja generación, de eje horizontal (a) y (b) y de eje vertical (c) (Álvarez; 2018).

Se puede diferenciar a los aerogeneradores en dos grandes grupos según sea la posición del eje de rotación: de eje vertical y de eje horizontal. Ambas tecnologías tienen aspectos favorables y desfavorables. Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de no necesitar orientarse respecto a la dirección de donde sopla el viento, porque cualquiera sea ella, acciona en la misma forma sobre su rotor. Además, los

equipos de generación y control se ubican al pie de la estructura simplificando de esta manera el acceso a los mismos y abaratando por consiguiente el mantenimiento. También ofrecen una robustez y resistencia destacable para ser utilizados en zonas de fuertes vientos y direcciones cambiantes. Como principal elemento desfavorable se puede mencionar que la eficiencia de conversión energética es algo menor que la de aerogeneradores de eje horizontal (figura 14.13). En los aerogeneradores de eje horizontal, el plano de rotación debe conservarse perpendicular a la dirección del viento para poder captar la máxima energía. En consecuencia, para adecuarse a las variaciones de dirección, debe instalarse algún mecanismo que oriente la posición del rotor. En equipos pequeños y medianos (hasta 10 ó 15 kW) el sistema de orientación es sencillo y mecánico, representado por un timón de cola que reacciona en forma automática a las variaciones de dirección del viento. En equipos de mayor tamaño y muy especialmente en los grandes (más de 100 kW), la orientación del equipo se controla electrónicamente a través de un sistema computarizado. En estos equipos, el generador, así como la caja de multiplicación, están ubicados en el cuerpo del equipo, que se encuentra en la parte superior de la torre. Este trae aparejado por un lado la necesidad de un importante cableado para conducir la corriente generada y las señales enviadas al sistema de control y por otro el inconveniente que cuando se produce alguna avería o se efectúa un control de rutina, es necesario subir a la torre. Como se puede inferir, las diferencias a favor o en contra de cualquiera de las dos tecnologías no alcanzan a ser de suficiente envergadura como para descalificar a ninguna de ellas. De todos modos, es importante señalar que más del 80% de los fabricantes se inclinan por el sistema de eje horizontal (Vidal; 2014).



Figura 14.13: aerogeneradores de eje horizontal de gran generación (Audisio, Álvarez et al.; 2018).

14.6.3. Aprovechamiento de la energía eólica

El uso de toda fuente energética presenta tanto ventajas como desventajas, y la energía eólica no es una excepción. Como principales ventajas se pueden mencionar que:

- es inagotable
- no es contaminante
- es de libre acceso
- se puede aprovechar en la medida de las necesidades del momento

Y las principales desventajas son que:

- se encuentra dispersa,
- es intermitente y aleatoria (no continua)

Para la mayor parte del planeta se puede considerar que la condición normal es que las características del viento no resulten suficientes para su utilización como fuente energética de gran escala, salvo para aprovechamientos de pequeña potencia. No obstante, existen regiones donde las condiciones presentes del recurso energético son tales que resultan suficientes e incluso abundantes para su aprovechamiento. Desde el punto de vista económico, aun cuando la inversión inicial necesaria para la

instalación de los sistemas de captación eólica es mayor que la requerida para un sistema de generación por combustible fósil, los equipamientos eólicos tienen bajos costos de mantenimiento, el “combustible” no tiene costo y alcanzan una vida útil prolongada (20 años o más), lo que les permite competir cada vez más con otras fuentes energéticas renovables y no renovables. La energía eléctrica generada a partir de equipamiento de pequeña escala (menos de 10 kW) se destinado a zonas del país que tienen población y establecimientos rurales y de servicios dispersos tales como estancias, escuelas, puestos de gendarmería, policías dispensarios médicos, etc. Normalmente estos ciudadanos y establecimientos no tienen acceso a una provisión energética segura y confiable. Mediante máquinas de pequeña potencia (generalmente menos de 10 kW) se puede proveer, si la calidad del recurso eólico es suficiente, de energía para mejorar las condiciones de vida posibilitando el acceso a iluminación, comunicación social y de seguridad (televisión, radio, etc.) y eventualmente la utilización de algunas pequeñas herramientas eléctricas. Otro aspecto se centra en la existencia de un importante número de pequeñas localidades donde ya se cuenta con un servicio eléctrico de origen térmico, en general accionado por combustibles fósiles, el que en muchos casos por razones de costo y protección del equipo se utiliza solamente unas pocas horas al día, impidiendo de esta manera el eventual establecimiento de pequeñas industrias derivadas de la actividad local y retrasando también las posibilidades de mejor condición de vida de la población involucrada. Si las circunstancias lo permiten, acoplado máquinas eólicas de una capacidad acorde con la de los equipos existentes, se puede mejorar la calidad del servicio aumentando su confiabilidad y prestación, con el agregado de poder lograr una disminución en el consumo de combustible de origen fósil. Por último, en regiones con recurso eólico adecuado, si se cuenta con una red de transmisión de media o alta tensión, es posible establecer verdaderas “centrales” eléctrica conformada por un número variable pero en general importante de turbinas de elevada potencia (250 W o mayores). La energía generada en estas instalaciones, denominadas granjas o parques eólicos, se ingresa y distribuye a través de la red eléctrica existente para la demanda general (Vidal, 2014).

14.6.4. Variaciones del viento

El viento es un recurso esencialmente variable y dependiente de muchos factores. La correcta utilización de la energía eólica exige tomar en cuenta velocidades medias, ráfagas, turbulencias direcciones dominantes y eventuales obstáculos (Figura 14.14) para seleccionar tanto los lugares de emplazamiento como las características constructivas (altura de la torre, velocidades máximas que soportan, velocidad de puesta en marcha, etcétera) de las máquinas a instalar (Vidal, 2014).

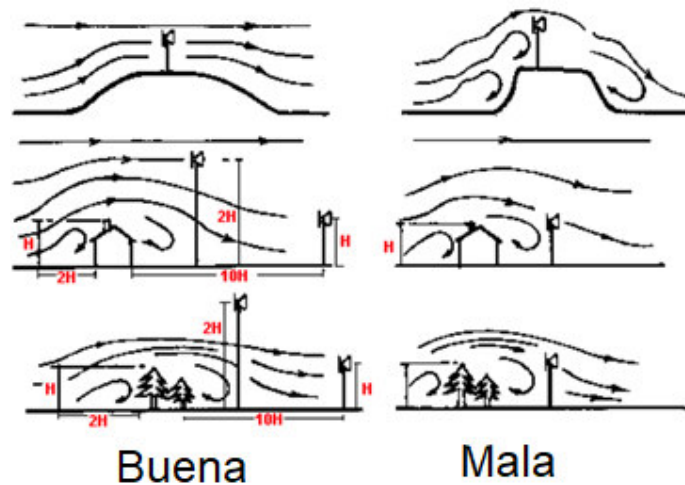


Figura 14.14: Posiciones relativas de generadores de energía eólicos respecto a la topografía y presencia de obstáculos (Álvarez; 2018).

La variabilidad del viento debe ser controlada, por lo que se debe analizar su relación con el pronóstico del viento, su influencia en el área de captación de energía, diversidad geográfica de la potencia del viento, el costo estimado de la variación de la potencia del viento, la clasificación del viento y las oscilaciones de la potencia del viento, caracterización de la turbulencia, viento equivalente al grupo de turbinas. La energía del viento disponible tiene variaciones conforme varía la velocidad del viento, por lo que el entender las características de las fuentes del viento son críticas en todos los aspectos para la explotación de la energía eólica. Desde el punto de vista de la energía eólica, la falla más crítica en las características del viento es su variabilidad. El viento es altamente variable, tanto geográficamente como temporalmente. También esta variabilidad persiste sobre un muy amplio rango de escalas de espacio y tiempo. La variabilidad sobre espacios grandes se refleja debido a que hay diferentes regiones climáticas y algunas son más ventosas que otras, dentro de cualquier región climática,

hay muy buenas opciones de variación del viento para escalas más pequeñas, en las que se rige por la geografía física, la proporción de la tierra, el tamaño de la masa de la tierra, la presencia de montañas o planicies, el tipo de vegetación, la absorción de la reflexión solar de la radiación solar que afectan las temperaturas de la superficie y en la humedad, pero localmente, la topografía tiene un mayor efecto en el viento, se refleja más viento en los picos de las colinas y montañas que en las partes planas o valles, aún más localmente, las velocidades del viento se ven significativamente reducidas por obstáculos tales como árboles o edificios (Vidal; 2014).

14.6.5. Evaluación del recurso eólico

Las variaciones que ocasionan la velocidad del viento, mencionadas en el apartado sección anterior, se deben tomar en cuenta para seleccionar los sitios para explotar la energía eólica y respectivos estudios meteorológicos para tener predicciones de la energía eólica. También se deben considerar las fluctuaciones del viento de alta frecuencia conocidas como turbulencia, la cual es crucial para el diseño y operación de las turbinas. Los vientos extremos también son muy importantes para que las turbinas sobrevivan por lo que también hay que tomarlos en cuenta (Vidal, 2014).

14.6.6. Efectos del terreno en el viento

Para el estudio de los efectos del terreno sobre el viento, es conveniente clasificarlos delimitando sus características. La forma básica para clasificar un terreno es en, terreno plano y terreno no plano (algunos autores lo llaman terreno complejo). El terreno-plano es una superficie con pocas irregularidades como bosques o viviendas cercanas, mientras que el terreno no plano tiene grandes elevaciones o depresiones como montes, crestas y cañadas. El terreno complejo, tiene muchas características, una subclasificación general es: elevación o depresión aislada y terreno montañoso. Las condiciones de flujo en el terreno montañoso son complejas porque las depresiones y elevaciones ocurren de manera aleatoria, de esta manera el flujo en este tipo de terreno puede ser a pequeña y gran escala, elevaciones o depresiones aisladas para la primera clasificación y terreno montañoso para la segunda. Un parámetro importante para determinar la clasificación de un sitio es la dirección del viento, ya que podría haber una montaña cercana al emplazamiento propuesto, se podría decir que es un terreno

no-plano, sin embargo, si el viento sopla menos o igual al 5% del tiempo con bajas velocidades (alrededor de 2 m/s) en dirección de la irregularidad se puede considerar como terreno plano. El flujo del viento sobre terrenos planos con obstáculos, especialmente los hechos por el hombre, han sido bastante estudiados. Para un terreno plano y la instalación de un aerogenerador se considera 3 (tres) veces la altura (h) a la parte inferior de la pala en un recorrido del viento de 4 km (figura 14.15). Los obstáculos hechos por el hombre están definidos por edificios, graneros, etcétera y los obstáculos naturales incluyen la vegetación del emplazamiento (Vidal; 2014).

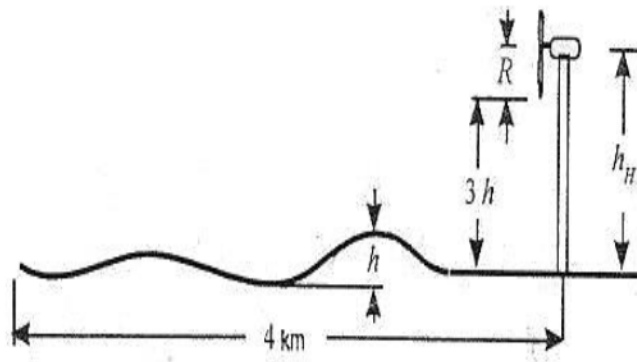


Figura 14.15: Determinación del terreno plano (Vidal, 2014).

Para entender el flujo del viento a través de obstáculos hechos por el hombre, se define al obstáculo como un rectángulo y al flujo en 2 (dos) dimensiones. Este flujo produce un momento y un barrido libre separado, desde el borde del obstáculo hasta el final de él, formando una frontera entre la región de flujo inerte recirculante y una región de flujo exterior. Como resultado de este análisis, la potencia y turbulencia se ven afectadas, cambiando sus indicadores conforme la distancia al obstáculo (figura 14.16) (Vidal; 2014).

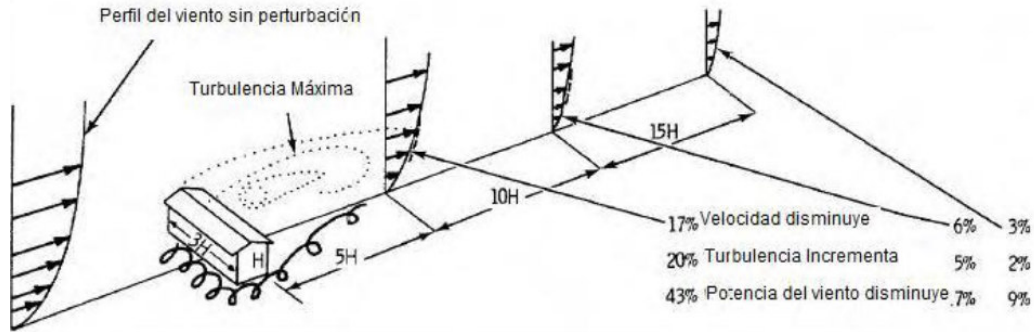


Figura 14.16: Efectos de obstáculos en el flujo del viento (Vidal, 2014).

La superficie natural de la tierra no es uniforme y presenta cambios significativos de rugosidad de un lugar a otro, esto naturalmente altera el perfil del viento. Cuando la rugosidad del terreno cambia de suave a áspero, la parte baja del perfil del viento resulta muy afectada. Como se mencionó anteriormente, dentro de esta clasificación existen otras subclasificaciones: pequeña y gran escala, que tiene la intención de caracterizar terrenos con formaciones aisladas (depresiones y elevaciones) y terrenos montañosos, respectivamente. Dentro de los terrenos no planos de pequeña escala hay características que necesitan estudiarse por separado, como lo son las elevaciones y las depresiones. Para el caso de elevaciones aisladas se han llevado a cabo numerosas investigaciones con agua y túneles de viento para caracterizar el flujo en especial para colinas. Estas investigaciones indican que las colinas con forma alargada con 600 metros o menos en relación al terreno de los alrededores y, con una relación de anchura y altura menor a 10 metros, aprovechan mejor la energía del viento en función de la dirección y la forma. Cuando el viento dominante es perpendicular al eje de la colina es la mejor condición para aprovechar el viento, mientras que, cuando es paralelo, la condición es la más desfavorable. La forma de la colina debería ser preferentemente cóncava barlovento a la dirección dominante del viento (figura 14.17).

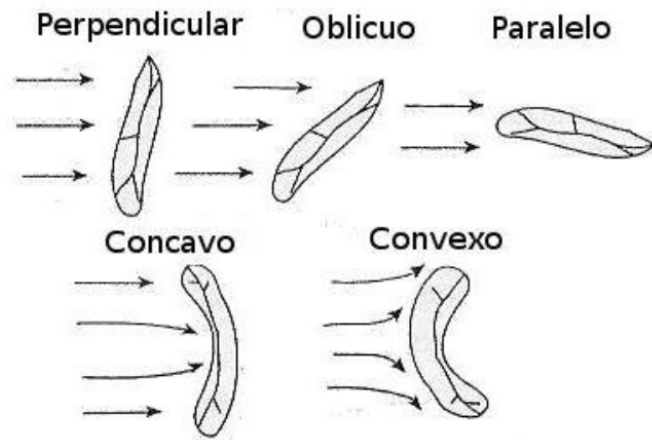


Figura 14.17: Efectos de la orientación y forma de las colinas (Vidal, 2014).

Las depresiones están caracterizadas por terrenos bajos respecto a sus alrededores. La aceleración del viento es mejor si la depresión puede canalizar el viento. Esta clasificación incluye regiones como valles, cañones, cuencas. Uno de los factores que intervienen en el flujo de este tipo de terrenos es el flujo diurno, aunque existen muchos más, como la orientación de la depresión en relación al viento, estabilidad atmosférica, ancho, largo, forma, rugosidad y regularidad de la depresión. Los valles y cañones superficiales (menores a 50 metros) son considerados depresiones de pequeña escala, mientras que formaciones como cuencas se consideran de gran escala. El gran número de parámetros que intervienen en las características del viento, hacen que sea muy difícil modelar el flujo dentro de las depresiones (Vidal; 2014).

14.7. Anexo G: Tecnología Geotérmica asociada a la generación de energía eléctrica

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en los trabajos realizados por Lagos (2017) “Estudio de factibilidad para la instalación de una central geotérmica en Chile” y por Pesce, A. et al. (2000). “Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina – Volumen II – Región Noreste - Centro y Sur”. Estos temas dan un contexto de base para la tecnología asociada a la generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica. En los trabajos citados se puede ampliar el contenido en lo referente a la tecnología de generación de energía eléctrica por uso de la energía geotérmica, el equipamiento de referencia y su funcionamiento.

14.7.1. Generación geotérmica de electricidad

La tierra, además de proveer la energía almacenada en los materiales fósiles que contiene en la corteza terrestre, también genera energía en forma activa. La extracción, el tratamiento y la utilización de petróleo, gas natural y carbón involucran la determinación explícita de recuperar la energía acumulada en esos materiales a lo largo de los tiempos geológicos. La energía activa, en cambio, requiere de un complejo sistema de aprovechamiento al momento de su manifestación, dada su rápida disipación. Las erupciones volcánicas, las fumarolas y los movimientos sísmicos son las formas más espectaculares en las que se libera energía activa y que alcanzan generalmente, magnitudes incontrolables y por ello de riesgosa e inimaginable captación. Pero una de las formas de producción de energía activa, cuyo aprovechamiento es técnicamente posible, es la que se origina en las profundidades del planeta y se transmite por conducción térmica a través de las distintas capas rocosas y por convección a través de fluidos. Esta propagación del calor acumulado puede avanzar hasta zonas de gran contenido hídrico y producir la consiguiente transferencia energética a la masa de agua, dando origen a la conformación de reservorios naturales. La profundidad a la que se encuentran es muy variable, y las temperaturas pueden alcanzar hasta los 350 grados centígrados. El aprovechamiento de este recurso deriva en numerosas aplicaciones prácticas económicamente redituables. Puede decirse entonces que la geotermia es la disciplina científica que comprende el estudio del origen del calor interno de la Tierra, las variaciones de

temperatura dentro de la corteza y los fenómenos naturales que influyen sobre la distribución de los flujos térmicos. También incluye los métodos y técnicas para encontrar, caracterizar y explotar dicho calor en forma económica y con un impacto ambiental mínimo (Pesce; 2000).

14.7.2. Gradiente geotérmico

Los estudios del comportamiento térmico de la Tierra implican la determinación de la variación de la temperatura con la profundidad y como esas variaciones pueden haber cambiado a través del tiempo geológico. En términos generales se considera que el aumento de la temperatura en la corteza terrestre en función de la profundidad, denominado gradiente geotérmico, es normalmente de 33°C por kilómetro. Sin embargo, existen regiones donde el valor de dicho gradiente es varias veces superior al normal, fenómeno que se destaca por la presencia de temperaturas elevadas en niveles superficiales de la corteza. Las causas de estas anomalías pueden ser de origen químico, radimétrico o mecánico, pero la más importante para la generación de calor consiste generalmente en el emplazamiento de un cuerpo magmático a niveles poco profundos de la corteza (3 a 10 km. de profundidad). De acuerdo con la tectónica de placas, la litosfera, está dividida en bloques separados o placas, denominados placas litosféricas o tectónicas. Estas placas que comprenden tanto continentes como suelo oceánico se deslizan lentamente (a velocidades de pocos cm por año) por encima de la astenósfera y por sobre la superficie terrestre (figura 14.18). Estas placas se mueven una respecto a otra generando diversos tipos de límites; estos pueden ser divergentes, donde las placas se separan permitiendo el ascenso de magma desde la astenósfera favoreciendo la creación de nueva litosfera, convergentes, donde dos placas colisionan de modo que una de ellas (constituida por corteza oceánica) se sumerge por debajo de la otra (corteza continental) y es reabsorbida dentro del manto generando lo que se denomina zona de subducción; y límites conservativos, donde dos placas se deslizan una respecto de otra de modo que no hay generación o destrucción de litosfera. El origen de los cuerpos magmáticos y las manifestaciones volcánicas e hidrotermales está asociado a zonas sísmicas, ubicadas preferentemente en los límites entre las placas (figura 14.19) (Pesce; 2000).

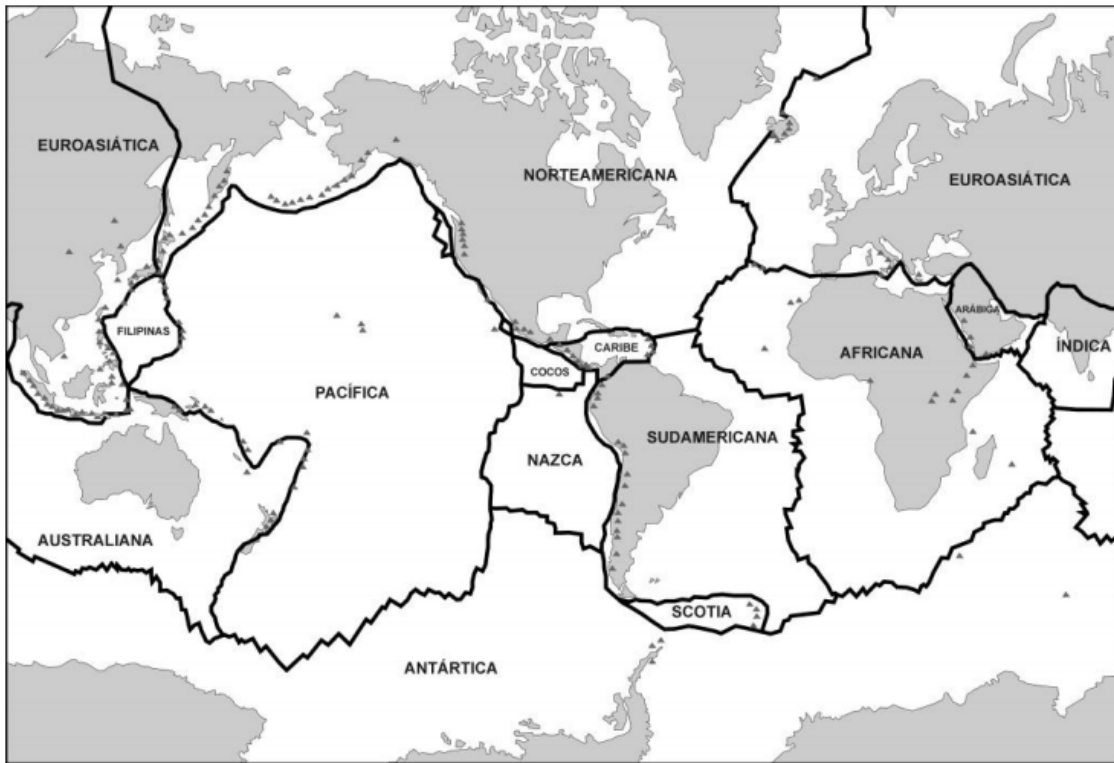


Figura 14.18: Placas litosféricas (Pesce; 2000).

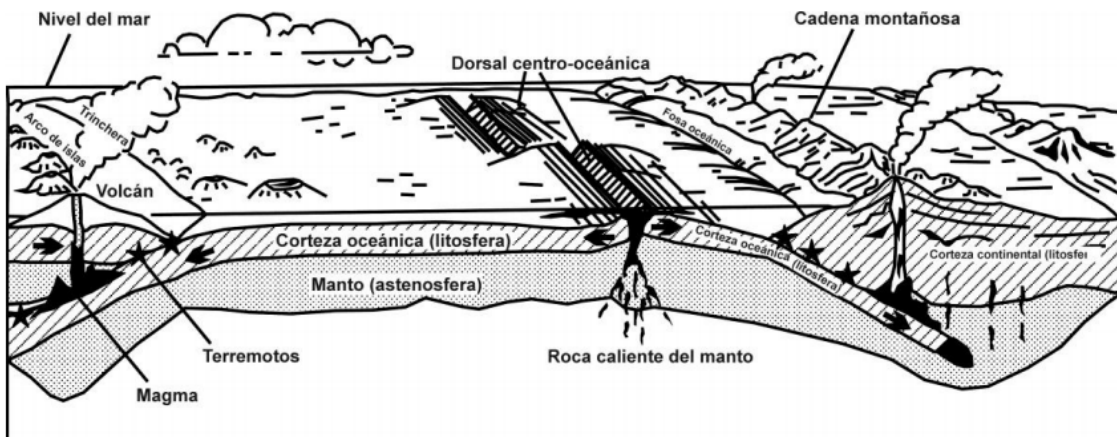


Figura 14.19: Esquema de diferentes tipos de límites entre placas (Pesce; 2000).

Debido a que la corteza de la tierra puede tener una profundidad o espesor variable, en su extensión, el gradiente geotérmico puede cambiar dependiendo del tipo de zona en que se encuentre y da lugar a que el flujo de calor también sea diferente como se observa en la Tabla 14.27 se pueden identificar dos tipos de zonas asociadas al

gradiente geotérmico de la región; observando que el flujo de calor es proporcional al gradiente geotérmico.

Tabla 14.27: Gradientes geotérmicos y flujo de calor.

| Zona | Gradiente geotérmico | Flujo de calor |
|-----------|----------------------|---|
| | (°C / km) | ($\mu\text{Cal} / \text{cm}^2 \text{ s}$) |
| Estable | 30 | 1 |
| Inestable | 150 - 300 | 10 - 15 |

Fuente: modificado de Lagos (2017).

En la figura 14.20 se puede observar el adelgazamiento de la corteza en zonas inestables, como la separación, choque y subducción de placas, que tienen actividad volcánica y permiten la producción de geotermia de alta temperatura, debido al flujo elevado de calor. Por otro lado, en las zonas estables se dan usos de geotermia de baja temperatura por su flujo de calor bajo (Lagos, 2017).

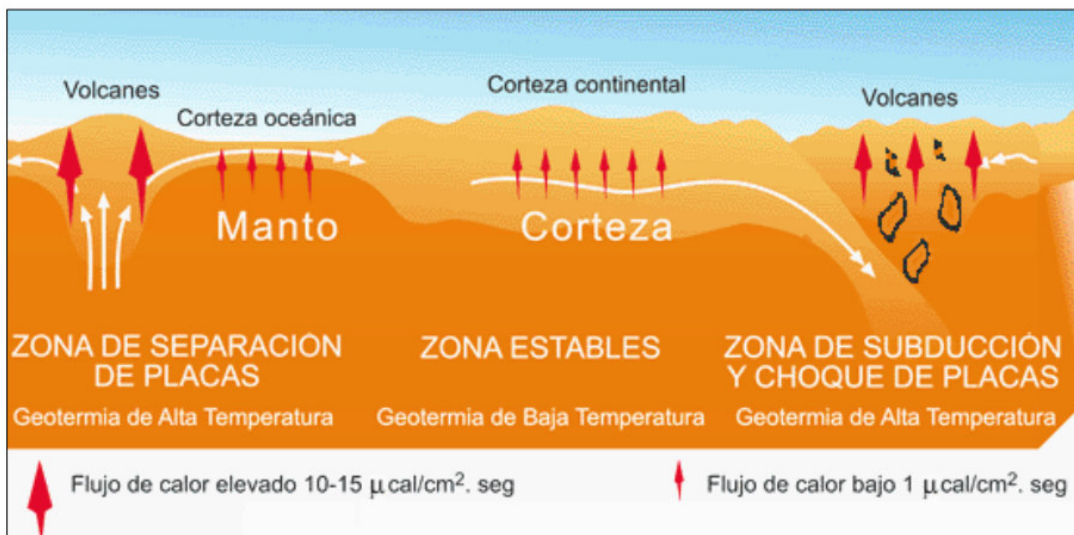


Figura 14.20: Tipos de zonas en la corteza terrestre con su respectivo flujo de calor (Lagos; 2017).

14.7.3. Recursos Geotérmicos

Los recursos geotérmicos se encuentran generalmente confinados en áreas de la corteza terrestre donde el flujo de calor es más alto que en las áreas vecinas y en general, asociado a zonas inestables; donde el agua contenida en rocas permeables (reservorios) se calienta en profundidad. Los recursos con el mayor potencial se encuentran principalmente concentrados en los límites entre placas, donde la actividad

geotérmica se pone de manifiesto como manantiales calientes, fumarolas, geiseres, etc. Los volcanes activos también constituyen un tipo de actividad geotérmica, pero a una escala más importante. También existen sistemas geotérmicos en regiones no afectadas por fenómenos volcánicos recientes, ya sea con flujo de calor elevado o normal. La circulación profunda de fluidos a través de fallas o estratos plegados, adelgazamiento de la corteza o calor residual de cuerpos ígneos intruídos en la corteza pueden ser fenómenos que generen campos geotérmicos. Las zonas activas, ubicadas en los límites de placas en expansión, como los rifts oceánicos continentales, o las zonas de subducción con arcos insulares o márgenes continentales, constituyen sectores propicios donde la convección magmática permite la concentración de flujo de calor, aumentando el gradiente geotérmico a valores sensiblemente mayores que los normales. Las temperaturas originadas varían entre los 150 °C y 350 °C a profundidad muy variable, posibilitando producción de fluidos geotérmicos de alta temperatura. Estas regiones se relacionan con los sistemas geotérmicos de alta temperatura y, aunque sólo se limitan a ciertos sectores de la corteza, su interés radica en posibilidad de producir energía eléctrica. En las regiones donde la corteza terrestre tiene un comportamiento relativamente estable, como el que ofrecen las plataformas continentales, existen áreas que presentan concentración de calor con flujos que tienen gradientes del orden de los 30 °C a los 50 °C por kilómetro de profundidad, si en estas regiones existen estructuras geológicas favorables para su desarrollo y se pueden realizar perforaciones apropiadas, es posible obtener fluidos con temperaturas del orden de los 50 °C a 100 °C a profundidades relativamente someras. Estas corresponden a los sistemas geotérmicos de media-baja temperatura, ampliamente distribuidos y en una gran variedad de ambientes geológicos; sus aplicaciones están vinculadas a un uso directo del calor en múltiples emprendimientos económicos (Lagos; 2017).

14.7.3.1. Estructura de los recursos geotérmicos

Los sistemas geotérmicos pueden ser descriptos esquemáticamente como la convección de agua en la parte superior de la corteza terrestre, la cual, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente de calor a la superficie. La fuente de calor, el reservorio, el área de recarga y las vías de conexión por las cuales el agua superficial ingresa en el reservorio (que en la mayoría de los casos emerge nuevamente a la

superficie), constituyen las partes fundamentales de un sistema hidrotermal (figura 14.21). La existencia de un sello, integrado por unidades o estructuras geológicas que actúan como una cubierta impermeable, cierra el sistema favoreciendo la concentración de calor. Existen recursos geotérmicos que no presentan alguno de los requerimientos que se muestran a continuación, pero pueden ser simulados de forma artificial para conseguir ser explotados.

a. Fuente de calor

En el ámbito geotérmico, la fuente de calor corresponde generalmente a un cuerpo de lava a unos 600 °C a 900 °C ubicado a menos de 10 km de profundidad, este magma fue desplazado por medio de una liberación de energía a través de las fallas hacia la corteza terrestre debido a sismos, de mediana o gran intensidad. Al producirse la liberación de energía, la lava volcánica puede salir al exterior generando volcanes o formaciones nuevas de roca, o bien la energía no es suficiente para salir al exterior y el magma se aloja en el interior de la corteza, lugar desde el cual, se trasmite calor a las rocas circundantes.

b. Nivel permeable

La permeabilidad se define como, la capacidad del suelo o roca para ser atravesado por un fluido, para el caso, agua. El subsuelo debe tener un nivel permeable, ya sea por fracturas de la tierra o rocas permeables que permitan que el agua superficial pueda infiltrarse en la corteza terrestre, hasta alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada.

c. Reservorio

Es el volumen de rocas permeables a una profundidad accesible mediante perforaciones, donde se almacena el agua caliente o el vapor. Su propósito es acumular el fluido hasta calentarse o evaporarse y luego realizar su extracción. También se utiliza la palabra acuífero, para referirse al contenido de agua que se encuentra en el yacimiento. Si un recurso geotérmico no presenta la permeabilidad para generar un reservorio, pero presenta la fuente de calor, se puede crear una fractura de las rocas en el subsuelo inyectando agua a alta

presión, o bien mediante una perforación, formando los sistemas geotérmicos estimulados (EGS).

d. Capa impermeable

La capa impermeable impide el escape de los fluidos hacia el exterior del sistema, de manera que permite que el reservorio se mantenga bajo la superficie y además se puedan alcanzar temperaturas mayores a lo normal, generando un yacimiento ideal para la generación de energía eléctrica. Usualmente la capa impermeable está formada de rocas arcillosas o la precipitación de sales de las mismas fuentes termales.

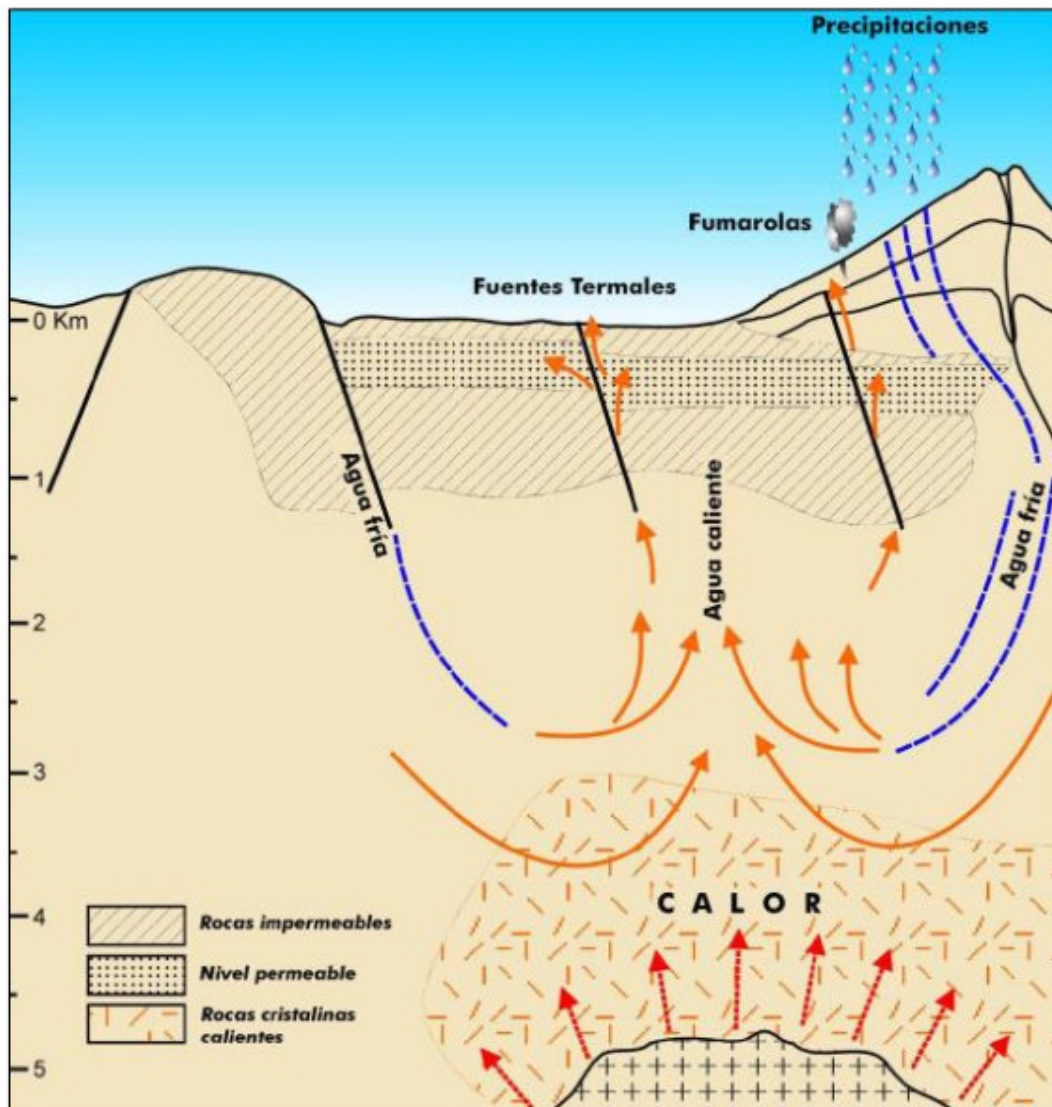


Figura 14.21: Tipos de zonas en la corteza terrestre con su respectivo flujo de calor (Lagos; 2017).

14.7.4. Utilización de los fluidos termales

La utilización de los fluidos termales se divide en dos grandes categorías: generación de energía eléctrica y los usos directos del calor. La primera la constituyen las denominadas plantas geotérmicas, es decir instalaciones que producen electricidad a partir de los fluidos termales, sea en forma de vapor, agua, o una mezcla de ambos a muy alta temperatura. Comúnmente, la generación de electricidad geotérmica se encuentra limitada a fluidos con temperaturas por encima de los 150 °C, pero temperaturas menores pueden ser utilizadas en los denominados sistemas de ciclo binario. El uso directo del calor consiste en el empleo inmediato de los fluidos termales, aprovechando el calor que los mismos transportan. Las formas primarias de uso directo abarcan la natación, baños balneología (uso terapéutico), calefacción y refrigeración incluyendo la calefacción municipal, agricultura (principalmente calefacción de invernaderos y criaderos de animales), acuicultura (calefacción de piletas para peces y crustáceos), procesos industriales (a pequeña, mediana y gran escala), etcétera. La mayoría de las aplicaciones usan fluidos entre 50 °C y 150 °C, y en general, el reservorio puede ser explotado por equipos convencionales para perforaciones de pozos de agua. Tradicionalmente, el uso directo de la geotermia ha sido efectuado a pequeña escala. Sin embargo, la eficiencia de las nuevas tecnologías ha hecho que desarrollos más recientes involucren proyectos a gran escala, tales como calefacción municipal (e.g. en Islandia y Francia), complejos de invernaderos (e.g. en Hungría y Rusia) o usos industriales importantes (e.g. Nueva Zelandia y los EE.UU.). Y en la provincia del Neuquén se cuenta con anteriores experiencias como las del yacimiento geotérmico Copahue (Copahue-Caviahue). El 5 de abril de 1988, fue puesta en funcionamiento una central geotérmica piloto que generaba energía eléctrica mediante el empleo de vapor de agua del subsuelo. Operaba mediante un ciclo binario utilizando isopentano como fluido de trabajo intermedio. La planta era portátil y fácilmente desmontable. Actualmente está emplazada sobre la boca del pozo productor de vapor ubicado a dos kilómetros de Copahue, cuya perforación se realizó en el año 1976 y que fue reperforado en el año 1981 a 1.415 metros. El reservorio hidrotermal se encuentra comprendido entre los 850 y los 1.000 metros generando un fluido geotérmico a 6,7 tn/hora de vapor saturado. La central contaba con una potencia de 670 kW nominales, entregando electricidad a la línea de 13,2 kv Caviahue-Copahue de 10 km de extensión y que es subsidiaria de la línea de 33 kv Caviahue-Loncopue, de 50 Km. de largo que

se une al sistema interconectado provincial de 132 kilovoltios. La gama de aplicaciones es muy amplia y adaptable a las necesidades de cada región, ya sea utilizando los recursos geotérmicos en actividades ya existentes o para el desarrollo de nuevos emprendimientos. Es importante remarcar que la extensión y el tipo de impacto ambiental de los desarrollos geotérmicos son determinadas por la naturaleza y características del recurso. En la explotación campos geotérmicos de alta temperatura para generación de energía eléctrica las implicancias ambientales radican principalmente en la fase de construcción de las plantas en sí. Una vez completas y en funcionamiento, los impactos pueden consistir en emisiones gaseosas (e.g. CO₂ y H₂S) que constituyen una fracción ínfima en comparación a las producidas en la utilización de combustibles fósiles, ruido proveniente de la operación de la planta y perturbación visual al paisaje previo, lo cual mediante legislación y tecnología apropiada es evitable. En relación con el uso directo, al menos dos efectos negativos en el medio ambiente pueden ser considerados como los de mayor impacto en caso de verter fluidos a ecosistemas superficiales. En primer lugar, la contaminación química, la cual puede llegar a ser particularmente importante cuando se encuentran involucrados grandes volúmenes de agua residual con importante contenido salino y segundo, la denominada contaminación termal, consecuencia del vertido de aguas residuales a temperaturas superiores a la de los ecosistemas preexistentes. Ambos efectos pueden ser evitados mediante tecnología actualmente disponible (dilución, enfriamiento, pozos reinyección, ósmosis inversa, etcétera) (Pesce; 2000).

14.7.4.1. Forma indirecta de generación de energía eléctrica

Esta forma se llama indirecta, básicamente porque para la generación de energía eléctrica el vapor del yacimiento se debe pasar por la turbina-generador para generar electricidad, es decir, el vapor no produce directamente energía eléctrica sin la presencia de una turbina-generador. Se produce en yacimientos de media a alta temperatura y, según la temperatura del fluido geotérmico depende la tecnología de aprovechamiento para la generación eléctrica. Cuando se presentan yacimientos de media temperatura, la tecnología a utilizar en la central geotérmica es de ciclo binario, donde el vapor geotérmico le transfiere calor a un fluido que presenta un punto de ebullición más bajo, que se evapora y se introduce a la turbina. Por otra parte, cuando se cuenta con yacimientos de alta temperatura la tecnología puede ser de tipo flash o

vapor seco, donde el vapor con las propiedades de presión y temperatura adecuadas se utilizan para generar electricidad.

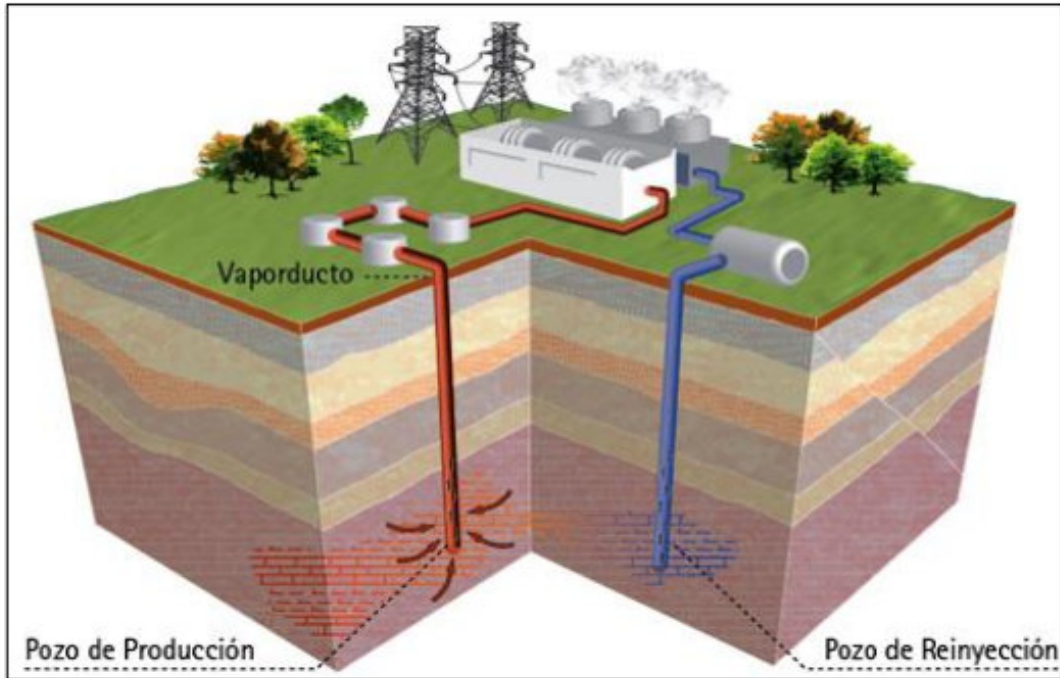


Figura 14.22: Generación de electricidad con energía geotérmica (Lagos, 2017).

En la figura 14.22 se presenta un esquema simple de una central geotérmica, donde se identifican los pozos de producción y reinyección de fluido, además se muestra la sala de máquinas donde se encuentra la o las turbinas de vapor y el generador de electricidad. Junto a esta distribución, está el sistema de refrigeración, que provee de agua refrigerada para completar el ciclo de funcionamiento. En resumen, se explican las diferentes aplicaciones de la energía geotérmica, que pueden ser de forma directa o indirecta, según su determinado uso. En la figura 14.23 se observan las diferentes aplicaciones de la energía geotérmica, en función de la temperatura del fluido geotérmico (Lagos; 2017).

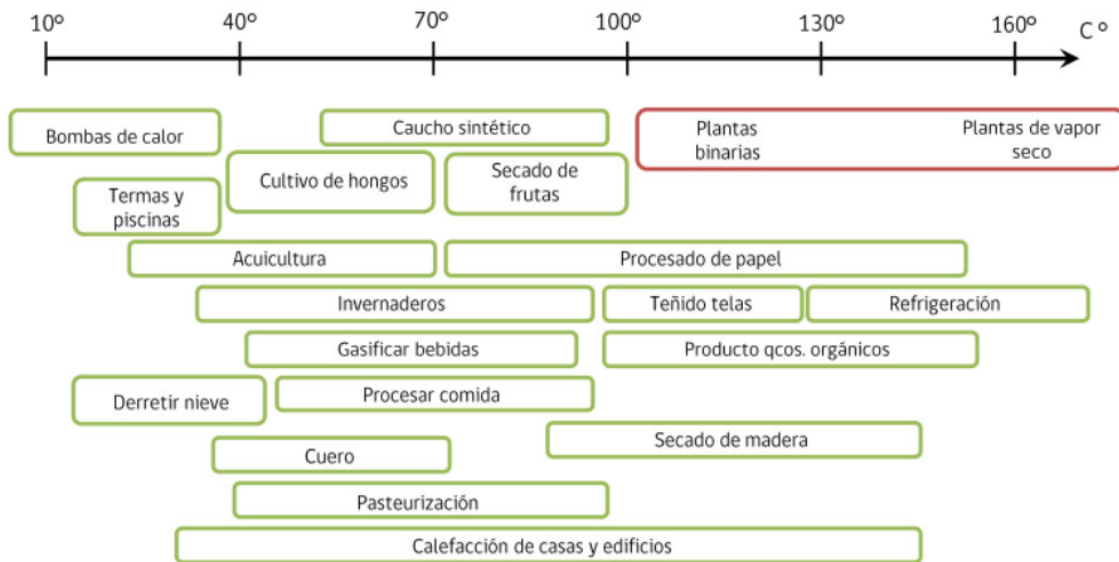


Figura 14.23: Aplicaciones de energía geotérmica con respecto a la temperatura alcanzada de subsuelo (Lagos; 2017).

14.7.4.2. Uso en cascada

Se denomina uso o aplicación en cascada del recurso geotérmico (fluido) cuando se cuenta con un yacimiento que, al ser utilizado en un determinado proceso, genera un fluido geotérmico residual que puede ser aprovechado en otro proceso, que requiera de una temperatura más baja para su funcionamiento. En la figura 14.24 se presenta un esquema de un escalado de procesos asociados al ciclo termodinámico de un fluido geotérmico; donde el vapor geotérmico a una temperatura mayor a 180 °C, se puede usar en la planta de generación eléctrica y luego el residuo de fluido geotérmico, se puede usar en una planta binaria o refrigeración, para luego usarse en un proceso de secado de madera u otros fines. De esta manera, se puede diseñar una red de procesos que ocupan el mismo fluido geotérmico (Lagos; 2017).

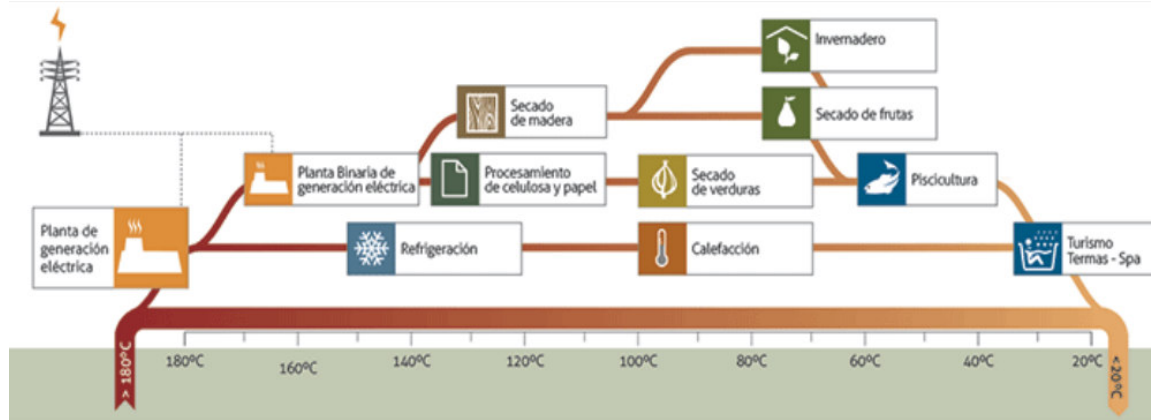


Figura 14.24: Aplicaciones en cascada para la energía geotérmica (Lagos; 2017).

14.8. Anexo H: Tecnologías de aprovechamiento y cálculo para centrales geotérmicas.

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en el trabajo realizado por Lagos (2017) “Estudio de factibilidad para la instalación de una central geotérmica en Chile”. En este anexo se presentan los ciclos termodinámicos y cálculos asociados a la generación de energía eléctrica por energía geotérmica, como así también la tecnología inherente a los mismos.

14.8.1. Tipos de tecnologías

De acuerdo a los avances que se conocen hasta hoy, existen tres tipos de tecnologías para generar electricidad a través de la energía geotérmica, Plantas de vapor seco, de vapor flash y binarias (tabla 14.28). Por su parte, cada una se utiliza en condiciones específicas que dependen del tipo de yacimiento, que por lo general son de alta o media temperatura, además de las características del fluido geotérmico para ser explotado, como la calidad del vapor, la temperatura del fluido, la presión, o bien si existe presencia de gases no condensables (Lagos; 2017).

Tabla 14.28: Tipos de tecnologías en centrales geotérmicas.

| Tecnología | Característica |
|------------------------|--|
| Plantas de vapor seco | Ciclo directo sin condensación |
| | Ciclo directo con condensación |
| | Ciclo directo con condensación y recuperación de aguas mineralizadas |
| Plantas de vapor Flash | Simple Flash |
| | Doble Flash |
| Plantas Binarias | ORC |
| | Kalina |

Fuente: modificado de Lagos (2017).

14.8.2. Plantas de vapor seco

También conocidas como plantas de conversión directa. Es una de las tecnologías más simples debido a que el yacimiento geotérmico produce un vapor seco de alta temperatura, aproximadamente entre 180 °C - 185 °C y a presiones que están entre

0,8 – 0,9 MPa. En ciertos casos se explotan recursos con vapor entre 300 °C – 350 °C y presiones de más de 1 MPa. Esto las hace eficientes, ya que no se requiere la separación del vapor del agua, de modo que, el vapor seco se aprovecha de forma directa en la turbina. Son las más favorables, pero también las menos frecuentes. Ejemplos de estos son The Geysers en California o Lardarello en Italia. Las plantas de vapor seco se clasifican de dos formas, las que pueden ser, sin condensación, o bien, con condensación. Si bien en la tabla 14.28 se muestran tres ciclos, la última es una planta derivada de las plantas con condensación, donde se utilizaba un recuperador para las aguas mineralizadas, los minerales recuperados son el amoníaco y ácido bórico, los cuales son altamente corrosivos. Este ciclo se dejó de utilizar a partir del siglo XX, debido al avance conseguido en los materiales para las turbinas, que resisten la presencia de productos corrosivos en el vapor (Lagos; 2017).

- **Ciclo directo sin condensación**

Este ciclo se caracteriza en que el vapor luego de ser ocupado en la turbina se libera a la atmósfera. Sin embargo, el vapor contiene entre 2 % – 10% de gases no condensables (GNC), como el CO₂ y H₂S. Los costos de instalación son bajos y se suelen emplear en plantas piloto, o en unidades aisladas de pequeña potencia.

- **Ciclo directo con condensación**

La diferencia que tiene este ciclo con el anterior, es que el vapor después de su paso por la turbina es condensado, separándose los GNC. El agua enfriada puede ser evacuada en una corriente superficial si no tiene sustancias contaminantes, o en caso contrario, reinyectadas en el reservorio. Es el más común en yacimientos de vapor seco.

Los ciclos de vapor seco se componen de mínimas etapas para su funcionamiento, sólo requieren vapor a alta temperatura, un pozo para la inyección del condensado y unos dispositivos de limpieza del vapor. Necesitan, además, un colector para retirar sólidos de gran tamaño, un centrifugador para separar el condensado y las partículas sólidas de pequeño tamaño, puntos para el drenaje del condensado a lo largo de las tuberías

y, finalmente, un filtro para eliminar partículas pequeñas y sólidos disueltos (Lagos; 2017).

En la figura 14.25 se presenta el esquema conceptual del ciclo directo con condensación de una planta de vapor seco

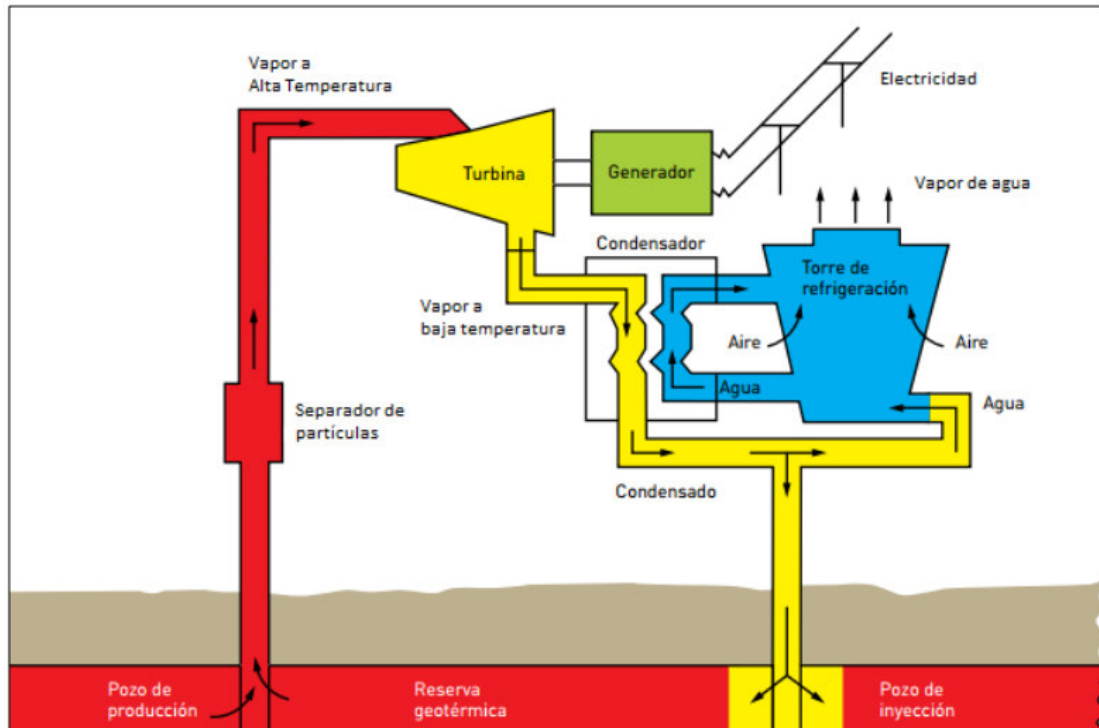


Figura 14.25: Esquema conceptual de una planta geotérmica de vapor seco (Lagos; 2017).

El proceso de esta tecnología es sencillo, luego que el vapor de alta temperatura llega a la superficie a través de pozo de producción, se separa de las partículas sólidas y luego se emplea de forma directa para accionar la turbina, que esta acoplada a un generador eléctrico, para producir energía eléctrica.

Una vez que el vapor pasa por la turbina de expansión, se dirige al condensador, donde se produce el cambio de fase de vapor a líquido saturado y los GNC son separados. Parte del agua obtenida del condensador se lleva a la torre de enfriamiento y esta a su vez se envía al condensador para utilizarla como fluido refrigerante, el resto del condensado es inyectado a la reserva geotérmica por el pozo de reinyección. En el proceso se producen pérdidas de agua por la descarga de vapor en torres de enfriamiento, la que es compensada con agua de reposición. El agua de reposición

puede ser obtenida por ríos, lagos o napas subterráneas, según las condiciones que se presenten en el lugar (Lagos; 2017).

14.8.3. Plantas de expansión súbita o vapor flash

La mayoría de los yacimientos geotérmicos que son utilizados actualmente para la generación de electricidad, entregan un fluido geotérmico a alta presión, generalmente hasta 1 MPa. Este fluido se compone de vapor y salmuera líquida, donde el contenido de vapor por peso de la mezcla esta entre el 10% – 50%. En estos casos, la forma más simple para aprovechar el recurso, es separar el vapor de la parte líquida e introducirlo a la sala de máquinas para accionar la turbina. Pero dado que la parte de vapor es de entre 10% y 50% del peso de la mezcla, no se aprovecha el total de la energía contenida en ella. Por lo tanto, para mejorar la eficiencia de la planta es necesario utilizar un separador de fases o tanque de expansión, que permite que el fluido geotérmico que viene del yacimiento, se evapore rápidamente y de origen a un chorro de vapor que es conducido a la turbina, permitiendo capacidades de generación que normalmente fluctúan entre 20 MW y 55 MW. En este tipo de plantas se suelen ocupar dos tipos de tecnologías: **Sistemas de expansión súbita de una etapa o simple flash** y **Sistemas de expansión súbita de dos etapas o doble flash**, las cuales se describen a continuación (Lagos, 2017).

14.8.3.1. Sistemas de expansión súbita de una etapa o simple flash

Los sistemas de expansión súbita de una etapa se caracterizan por utilizar solo un separador de fases y una turbina de vapor para la generación de electricidad. Este sistema funciona a temperaturas y presiones más bajas que las plantas de vapor seco, aproximadamente entre 155 °C – 165 °C y 0,5 MPa – 0,6 MPa, resp. La eficiencia de conversión es menor lo que se traduce en un consumo mayor de vapor por unidad de energía producida.

En la figura 14.26 se presenta el esquema conceptual de este ciclo, el cual considera la presencia de una sola turbina y separador de fases para el funcionamiento.

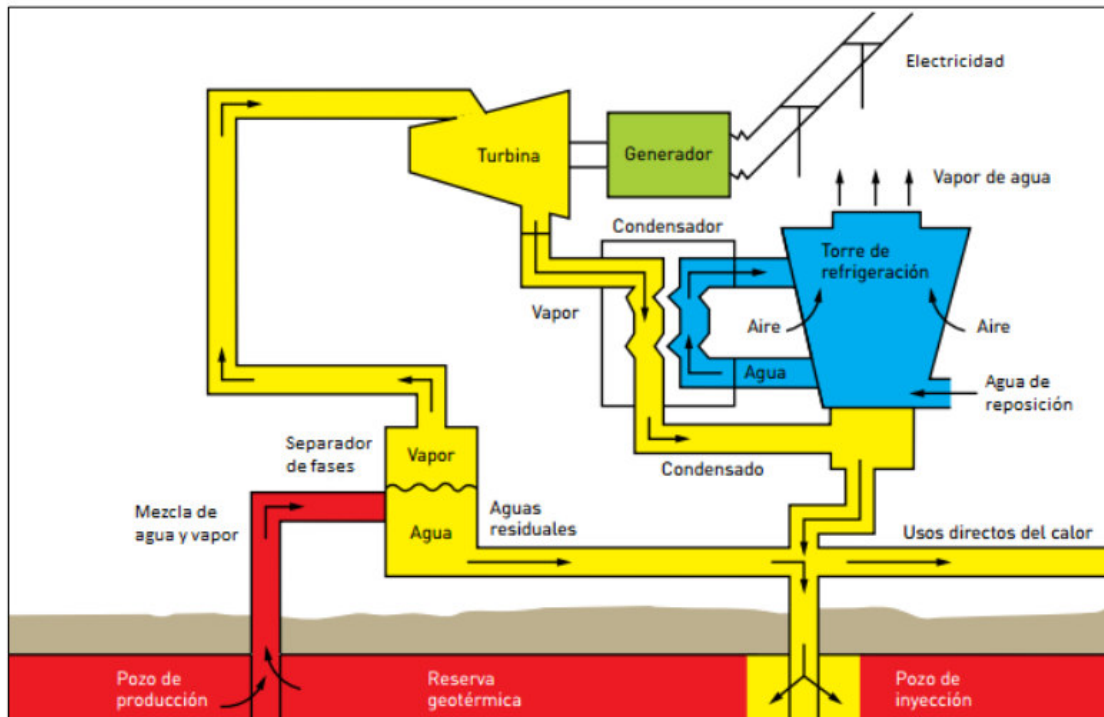


Figura 14.26: Esquema conceptual de una planta de vapor simple flash (Lagos; 2017).

En el procedimiento de este ciclo, la mezcla de líquido-vapor que se obtiene del pozo de producción se introduce a través del separador de fases, generando un chorro de vapor que se expande por la turbina mecánica produciendo electricidad mediante un generador. Al igual que el proceso de conversión directa, luego de esto, el vapor se lleva al condensador donde se convierte en agua líquida saturada y se separan los GNC. Parte del condensado, se conduce a la torre de enfriamiento para que actúe como fluido refrigerante y el resto, junto con el agua residual del separador de fases, se puede utilizar en procesos de uso directo de calor, o bien es reinyectada al reservorio por el pozo de reinyección. También, se utiliza agua de reposición en las torres de enfriamiento (Lagos; 2017).

14.8.3.2. Sistemas de expansión súbita de dos etapas o doble flash

Los sistemas de expansión súbita de dos etapas generalmente se utilizan en yacimientos donde predomina el agua líquida con bajos contenidos de impurezas, se emplean para mejorar el rendimiento de los sistemas de una etapa y también, para evitar las inversiones necesarias para llevar a cabo una planta de ciclo binario. Estas

plantas permiten aumentar la producción de electricidad en un 20% – 25%, con un aumento de solo el 5% en el costo de la planta para una sola etapa. Un ejemplo de central geotérmica que utiliza este tipo de tecnología es la central de East Mesa (California), que comenzó a operar en el año 1988 y tiene 37 MW de potencia instalada, empleando 10 veces más fluido geotérmico que una central de vapor seco (Lagos, 2017). En la figura 14.27 se observa el esquema conceptual de una instalación de doble flash, resaltando en este caso que la turbina posee dos cuerpos, conocidos como turbina de alta presión (AP) y turbina de baja presión (BP).

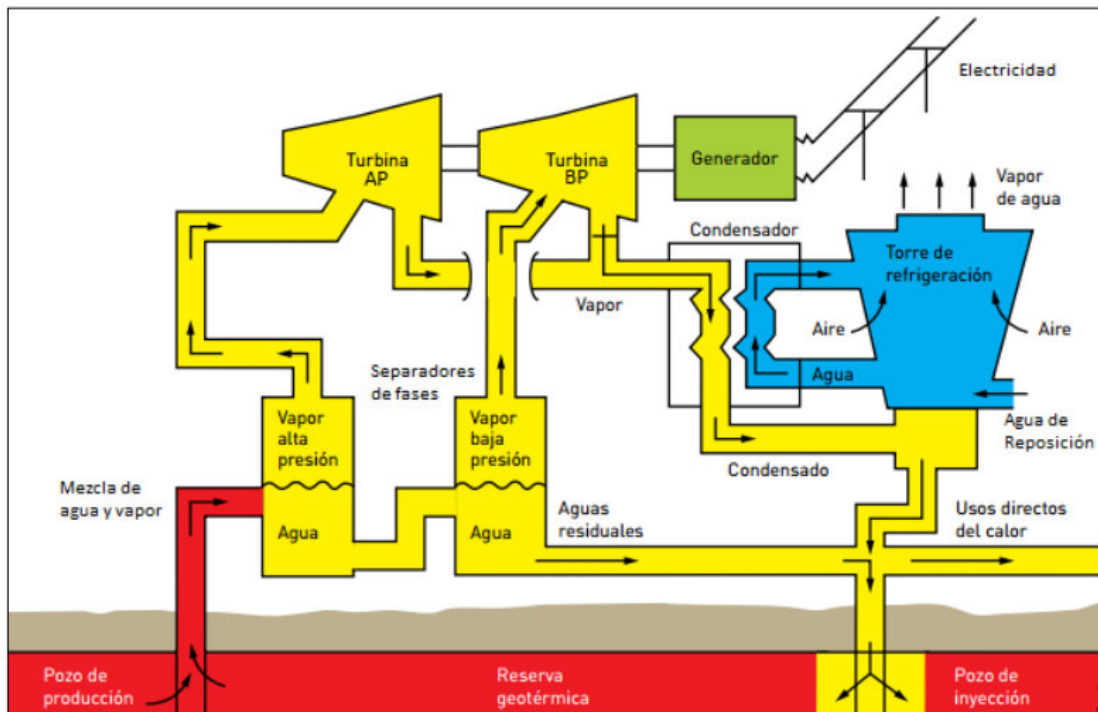


Figura 14.27: Esquema conceptual de una planta de vapor doble flash (Lagos; 2017).

El proceso de una planta de expansión súbita de dos etapas es similar a la de una etapa, lo único que varía es la presencia de un separador de alta y baja presión, que alimenta a las turbinas de alta y baja presión, resp. El resto del proceso es similar a los mencionados anteriormente (Lagos; 2017).

14.8.3.3. Plantas de ciclo binario

Las plantas presentadas anteriormente de vapor seco o vapor flash utilizan un fluido cuyas temperaturas están entre 155 °C y 350 °C. En el caso de las plantas binarias la temperatura del fluido es menor y se da principalmente en yacimientos de media temperatura, que permite utilizar la energía presente en estos yacimientos para la producción de energía eléctrica. Otra particularidad que tienen estos sistemas es que admiten la explotación de los yacimientos donde el acuífero presenta mayor porcentaje de impurezas, sean gases, minerales u otros contaminantes, yacimientos que antiguamente eran rechazados por la presencia de estas impurezas. La temperatura del fluido geotérmico, para el uso plantas binarias, normalmente está entre 100 °C y 200 °C, y la fase que predomina es líquida. La diferencia que existe frente a los otros ciclos, se debe a que en las plantas de ciclo binario se utilizan dos fluidos en su instalación. El primero de ellos es el fluido geotérmico, que se encarga de transportar la energía en forma de calor presente en el subsuelo terrestre. Este le transfiere su calor a otro fluido industrial que se evapora fácilmente y es el que acciona la turbina para generar electricidad. En las plantas de ciclo binario se encuentran dos tipos de tecnologías, el **Ciclo Orgánico de Rankine (ORC)** y **Ciclo Kalina**. Sin embargo, el proceso de transformación de energía es similar en ambos casos y se puede observar en el esquema conceptual de la figura 14.28.

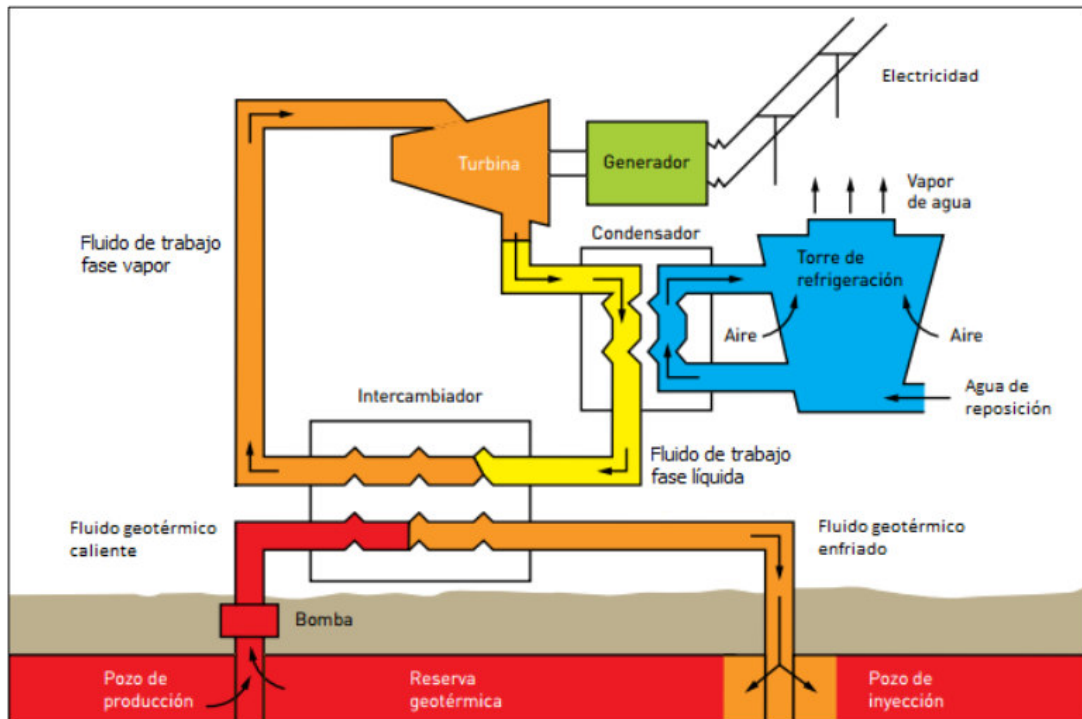


Figura 14.28: Esquema conceptual de una planta de ciclo binario (Lagos; 2017).

El fluido que proviene del reservorio geotérmico es llevado al intercambiador de calor (evaporador), donde le cede el calor al fluido de trabajo y luego es reinyectado al reservorio, de modo que, los contaminantes que contiene este fluido geotérmico no se expulsan al medio ambiente. Una vez que el fluido de trabajo recibe calor, se evapora rápidamente y se conduce a la turbina, la cual, conectada al generador, produce energía eléctrica. Posteriormente, este fluido se envía al condensador cediendo calor al fluido refrigerante, logrando la condensación para continuar con el ciclo. La torre de enfriamiento, a diferencia de los procesos anteriores necesita mayor cantidad de agua como fluido refrigerante, que se puede obtener de alguna fuente externa y por lo general corresponden a napas subterráneas (Lagos; 2017)

14.8.3.4. Ciclo Orgánico de Rankine (ORC)

El sistema de producción eléctrica es un sistema de ciclo binario avanzado, completamente cerrado, basado en un proceso simple de evaporación. Las plantas de generación de energía eléctrica de ciclo binario que operan con este ciclo lo hacen con recursos de temperaturas superiores a 120 °C. También pueden utilizarse en ellas

recursos de temperaturas más bajas. Como sucede en la central geotérmica ORC de Simbach Braunau (Austria), que usa salmueras a 80 °C para producir energía eléctrica, pero con costos más altos y eficacias más bajas en la conversión de calor a electricidad. Este tipo de ciclo opera de forma similar a los ciclos de agua - vapor, pero a diferencia de estos, el ORC se caracteriza por utilizar un fluido orgánico como fluido de trabajo, que presenta un punto de ebullición más bajo que el agua para accionar la turbina, generalmente son hidrocarburos tales como los que se observan en la Tabla 14.29 (Lagos; 2017).

Tabla 14.29: Tipos de tecnologías en centrales geotérmicas.

| Fluido de trabajo (Hidrocarburo) | Punto de ebullición (°C) | Densidad (kg/m ³) |
|----------------------------------|--------------------------|-------------------------------|
| Butano | 0 | 2,52 |
| Isopentano | 27,9 | 616 |
| Pentano | 36,1 | 621 |
| Isooctano | 99 | 690 |
| Tolueno | 111 | 887 |

Valores a condiciones estándar (1 atm y 25 °C)

Fuente: modificado de Lagos (2017).

En la figura 14.29 se presenta el proceso conceptual de una planta de ciclo binario, con un fluido orgánico como fluido de trabajo.

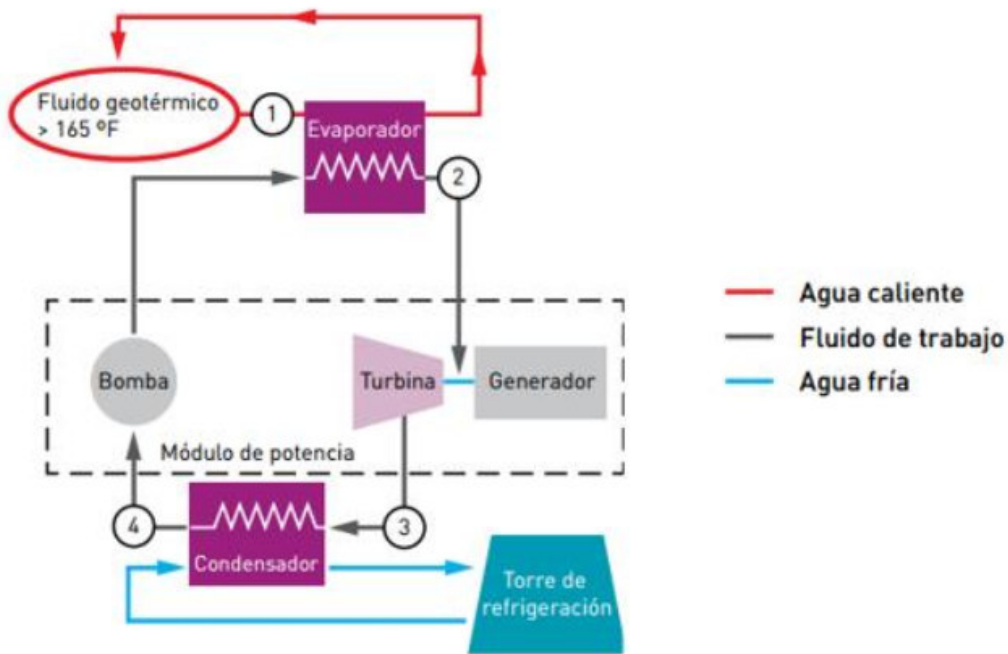


Figura 14.29: Esquema conceptual del ciclo orgánico de Rankine (Lagos; 2017).

14.8.3.5. Ciclo Kalina

Las plantas de ciclo Kalina fueron desarrolladas en el año 1990 y se caracterizan por presentar mejor eficiencia que los ORC, pero contienen un diseño más complejo. El proceso de funcionamiento es similar al caso anterior, donde el cambio principal, se da en el fluido de trabajo. En el ciclo Kalina se utiliza un fluido de trabajo con, al menos, dos componentes químicos, normalmente amoníaco y agua, donde el agua actúa como disolvente. La proporción de los fluidos se puede modificar para permitir el cambio de fase a determinadas condiciones de presión y temperatura. Esto supone una mayor adaptabilidad a las condiciones del fluido geotérmico.

La eficiencia en la conversión de energía bruta de una central eléctrica de ciclo Kalina depende, de la temperatura inicial del fluido geotérmico, aumentando desde el 8,5 % a 80 °C, hasta el 12 % a una temperatura de 160 °C. De este modo, la eficiencia es mayor que las plantas ORC, especialmente a bajas temperaturas. Este hecho, junto a su mayor variación de mezcla del fluido de trabajo, constituye la principal ventaja de la tecnología Kalina, frente a la tecnología ORC (Lagos; 2017).

14.8.4. Cálculos de potencial de generación eléctrica en la provincia del Neuquén

Un método que se puede utilizar para realizar la evaluación del potencial de generación eléctrica en la provincia del Neuquén es el Método volumétrico USGS “Heat in Place”.

14.8.4.1. Método volumétrico USGS “Heat in Place”.

Para obtener una estimación del potencial eléctrico que podría ser producido a partir de un yacimiento geotérmico, se puede utilizar el método “USGS Heat in Place”. El método conocido también como método volumétrico, utiliza variables como, la temperatura, el área, espesor y el factor de recuperación térmica de un yacimiento geotérmico, así también requiere de otras variables que serán presentadas en la metodología de cálculo. Estos datos suelen ser estimaciones debido a la incertidumbre de los datos reales que permiten determinar el calor almacenado en el lugar. A continuación, se presenta la metodología actualizada al año 2015, donde se muestra

la analogía de las ecuaciones utilizadas y luego la aplicación para un ciclo flash y un ciclo binario (Lagos; 2017).

14.8.4.2 Calor recuperable del yacimiento

Para aplicar el Método USGS “Heat in place” y evaluar la cantidad de calor recuperable presente en el yacimiento, se debe considerar un recurso que se encuentre totalmente en fase líquida, de este modo las ecuaciones para el cálculo se presentan a continuación.

El calor almacenado en el reservorio geotérmico viene dado por:

$$q_R = \bar{\rho}_c \cdot V \cdot (T_R - T_r)$$

ec. 14.2

donde

q_R : Calor almacenado en el reservorio (kJ o J)

$\bar{\rho}_c$: Capacidad térmica volumétrica (kJ/m³ °C o kJ/m³ K)

V : Volumen del reservorio (km³ o m³)

A : Área del reservorio (km² o m²)

H : Altura o espesor del reservorio (km o m)

T_R : Temperatura promedio del reservorio o yacimiento (°C o K)

T_r : Temperatura de referencia o de abandono (°C o K)

Si no se conoce la Capacidad térmica volumétrica, se puede calcular de la siguiente manera:

$$\bar{\rho}_c = \emptyset \cdot \rho_w \cdot c_w + (1 - \emptyset) \cdot \rho_r \cdot c_r$$

ec. 14.3

donde

\emptyset : Porosidad del tipo de roca (adimensional, valores entre 0 y 1).

ρ_w : Densidad del agua (kg/m³).

ρ_r : Densidad de los granos de la roca (kg/m³).

c_w : Capacidad calorífica del agua (kJ/kg·K).

c_r : Capacidad calorífica de los granos de la roca (kJ/kg·K).

La elección de la temperatura de referencia es muy importante ya que tiene un gran efecto en el valor calculado para el calor recuperable del yacimiento. En cálculos realizados por parte de USGS, se han elegido dos opciones, la temperatura ambiente (aprox. 15 °C) o la del condensador (aprox. 40 °C), pero se han llegado a conclusiones de que los valores obtenidos no son tan realistas. Es así que, para determinar el calor recuperable, la temperatura de referencia está restringida al calcular el calor almacenado. De esta forma, se adopta el concepto de temperatura de abandono y que dependerá del ciclo que potencia que se elija. Para un tipo de planta de energía flash, la temperatura de abandono está dada por la temperatura de saturación a la presión del separador y para una planta de ciclo binario, la temperatura de abandono se define como la temperatura del punto de pellizco (T_p) y es igual a la diferencia de temperatura que tiene el fluido de trabajo y el fluido geotérmico presente en el intercambiador de calor (evaporador), más la temperatura de líquido saturado del fluido de trabajo (T_b) (figura 14.30) (Lagos, 2017).

$$T_p = T_b + \Delta T$$

ec. 14.4

donde

T_p : Temperatura del punto de pellizco (°C o K)

T_b : Temperatura de líquido saturado del fluido de trabajo (°C o K)

ΔT : Diferencia de temperatura del fluido de trabajo y geotérmico (°C o K).

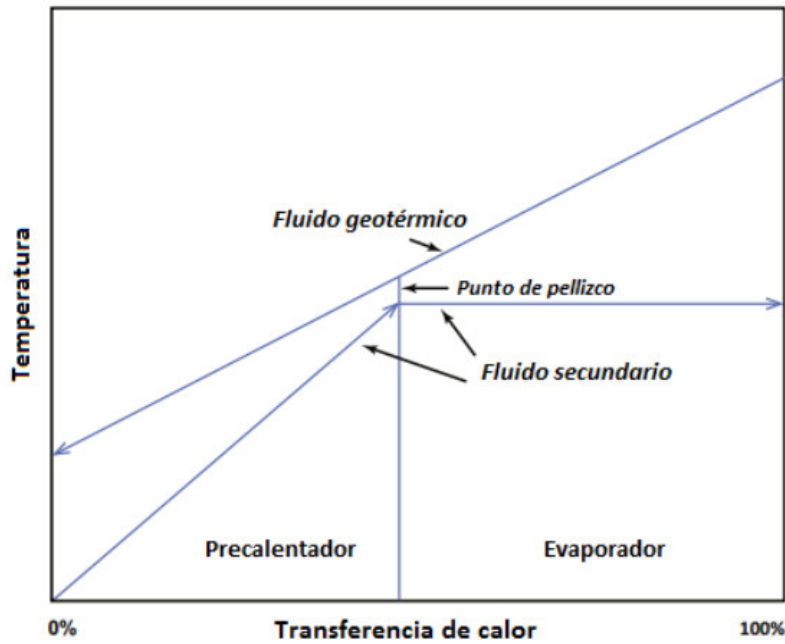


Figura 14.30: Temperatura del punto de pellizco (T_p) (modificado de Lagos; 2017).

El calor almacenado se lleva a superficie con un factor de recuperación geotérmico (R_g), que se define como la relación de calor recuperado en la superficie del pozo y el calor almacenado en el reservorio.

$$R_g = \frac{q_w}{q_R}$$

ec. 14.5

donde

R_g : Factor de recuperación geotérmico (adimensional)

q_w : Calor recuperado en la superficie del pozo (J o BTU)

q_R : Calor almacenado en el reservorio (J o BTU).

De esta forma, combinando las ecuaciones 14.2 y 14.5 se tiene que:

$$q_w = \alpha \cdot (T_R - T_r)$$

ec. 14.6

donde,

$$\alpha = R_g \cdot \bar{\rho}_c \cdot V$$

ec. 14.7

α : un factor, en unidades de $\frac{kJ}{^\circ C}$ o $\frac{kJ}{K}$

14.8.4.3. Trabajo disponible y eficiencia de conversión

En un yacimiento geotérmico se requiere extraer el calor existente con la ayuda del fluido geotérmico, donde el fluido absorbe calor en el reservorio y lo lleva a la superficie para ser aprovechado, en este proceso existe una pérdida de calor en el pozo por la distancia y tiempo que demora el fluido en ascender, lo que significa que la temperatura de abandono del fluido es menor a la del yacimiento. Para el cálculo se supone un flujo isoentálpico en el pozo y se desprecia el trabajo necesario para elevar el agua a la superficie, de modo que la entalpía producida en la superficie del pozo es igual a la del agua líquida a la temperatura T_R de esta forma se tiene:

$$h_f = h_f|_{T_R}$$

ec. 14.8

donde

$h_f|_{T_R}$: Entalpía del agua líquida saturada a la temperatura T_R (kJ / kg).

La cantidad de fluido producida en la superficie del pozo, está dada por:

$$m_w = \frac{q_w}{h_f|_{T_R} - h_f|_{T_r}}$$

ec. 14.9

donde

m_w : Cantidad de fluido producido en la superficie (kg)

$h_f|_{T_R}$: Entalpía del agua líquida saturada a la temperatura T_R (kJ / kg)

$h_f|_{T_r}$: Entalpía del agua líquida saturada a la temperatura T_r (kJ / kg).

Sustituyendo la ecuación 14.7 en la 14.9 se tiene que:

$$m_w = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_r)}{h_f|_{T_R} - h_f|_{T_r}}$$

ec. 14.10

La disponibilidad tiene un rol importante en el método volumétrico USGS. Esta se define como la salida máxima de trabajo que puede obtenerse teóricamente a partir de una sustancia a condiciones termodinámicas específicas con relación a su entorno.

Para lograr este resultado ideal, se deben cumplir dos condiciones:

- a. Todos los procesos que tienen lugar dentro del sistema deben ser perfectamente reversibles.
- b. El estado de todos los fluidos, de haber salido del sistema debe estar en equilibrio termodinámico con su entorno.

La primera de las condiciones quiere decir que en los procesos se deben despreciar las pérdidas debidas a fricción, turbulencia y otras fuentes de irreversibilidad. La segunda condición requiere que cualquier fluido descargado fuera del sistema debe estar en equilibrio con su entorno.

Ninguno de los ciclos de potencia real puede cumplir estas condiciones y la energía eléctrica generada es siempre menor que el trabajo disponible. La eficiencia de conversión es la relación de energía eléctrica real al trabajo producido. Despreciando los efectos de las energías cinética y potencial, la máxima producción de energía por unidad de masa de la sustancia (e) está dada por:

$$e = h_g - h_{fx} - T_{xk} \cdot (S_g - S_{fx})$$

ec. 14.11

donde

e : Máxima producción de energía por unidad de masa (kJ / kg)

h_g : Entalpía del vapor saturado a la entrada de la turbina a temperatura T (kJ/kg)

h_{fx} : Entalpía del líquido a la salida de la turbina a temperatura T (kJ/kg)

T_{xk} : Temperatura absoluta a la salida de la turbina (K)

S_g : Entropía del vapor saturado a la entrada de la turbina a temperatura T (kJ/kg·K)

S_{fx} : Entropía del líquido a la salida de la turbina a temperatura T (kJ/kg·K)

Para la unidad de masa de la sustancia, la disponibilidad del trabajo está dada por:

$$W_A = m \cdot e = m \cdot [h_g - h_{fx} - T_{xk} \cdot (S_g - S_{fx})]$$

ec. 14.12

Donde

W_A : Trabajo disponible (J o kJ)

m : Unidad de masa de la sustancia (kg)

Para obtener el trabajo disponible aplicado al método USGS, se debe reemplazar la ecuación de la masa 14.10 en la ecuación 14.12, considerando la entalpía h_g , igual a $h_f|_{T_R}$ y una temperatura de referencia T_r , igual la temperatura ambiente T_A que a menudo es considerada en 15 °C, De esta manera se tiene que el trabajo disponible por el método USGS es:

$$W_{AUSGS} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_A)}{h_R - h_A} \cdot [h_R - h_A - T_{Ak} \cdot (S_R - S_A)]$$

ec. 14.13

donde

W_{AUSGS} : Trabajo disponible por el método USGS (J o kJ)

T_R : Temperatura del reservorio (°C o K)

h_R : Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ / kg)

S_R : Entropía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ/kg·K)

T_A : Temperatura ambiente, igual a 15 °

T_{Ak} : Temperatura ambiente absoluta, igual a (15 + 273) K

h_A : Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_A (kJ/kg)

S_A : Entropía del líquido saturado a la temperatura T_A (kJ/kg·K)

Como se mencionó anteriormente, la temperatura ambiente no se considera debido a que produce variaciones alejadas del potencial estimado. El valor de esta temperatura dependerá del tipo de ciclo a utilizar. A continuación, se describen los dos tipos de ciclos y su metodología para el cálculo de potencial eléctrico.

14.8.4.4. Metodología de cálculo ciclo flash

En este ciclo la masa que entra a la turbina no es la misma que la utilizada en la ecuación 14.10, dado que en los ciclos simple flash, el fluido geotérmico se envía al separador de fases y solo el vapor separado se utiliza para generar energía, mientras que, la parte líquida se inyecta en el depósito. En este caso se supone que el fluido producido, con una temperatura media T en la superficie del pozo, se separa a la temperatura del separador. Asumiendo que éste trabaja a una presión de 5 bar, implica una temperatura de separación (T_{Sep}) de 151,831 °C (Lagos, 2017). Así, la masa del fluido producido en la superficie del pozo está dada por la ecuación 14.14 con T_r igual a T_{Sep} y la fracción de vapor de fluido geotérmico es:

$$m_{stm} = m_w \cdot \frac{h_f|_{T_R} - h_f|_{T_{Sep}}}{h_{fg}|_{T_{Sep}}}$$

ec. 14.14

Donde

m_{stm} : Cantidad de vapor producido en el separador (kg)

$h_f|_{T_R}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ / kg)

$h_f|_{T_{Sep}}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_{Sep} (kJ / kg)

$h_{fg}|_{T_{Sep}}$: Entalpía líquido-vapor a la temperatura T_{Sep} (kJ / kg)

Combinando las ecuaciones 14.10 y 14.14, se tiene que:

$$m_{stm} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_{Sep})}{h_{fg}|_{T_{Sep}}}$$

ec.14.15

Sustituyendo m_{stm} por m en la ecuación 14.12, se tiene que el trabajo disponible para una planta simple flash es:

$$W_{AFlash} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_{Sep})}{h_{fg}|_{T_{Sep}}} \cdot \left[h_g|_{T_{Sep}} - h_f|_{T_C} - T_{Ck} \cdot (S_g|_{T_{Sep}} - S_f|_{T_C}) \right]$$

ec.14.16

donde

W_{AFlash} : Trabajo disponible del ciclo flash (kJ)

$h_{fg}|_{T_{Sep}}$: Entalpía líquido-vapor a la temperatura T_{Sep} (kJ / kg)

$h_g|_{T_{Sep}}$: Entalpía del vapor a la temperatura T_{Sep} (kJ / kg)

$S_g|_{T_{Sep}}$: Entropía del vapor saturado a la temperatura T_{Sep} (kJ/kg·K)

T_C : Temperatura del condensador, se asume igual a 40 ° (°C)

T_{Ck} : Temperatura ambiente absoluta del condensador, igual a (40 + 273) K (K)

$h_f|_{T_C}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_C (kJ / kg)

$S_f|_{T_C}$: Entropía del líquido saturado a la temperatura T_C (kJ/kg·K)

14.8.4.5. Metodología de cálculo ciclo binario

En el ciclo binario, el fluido geotérmico producido a una determinada temperatura le transfiere calor al fluido de trabajo y luego se reinyecta al depósito. La presión de entrada a la turbina (P_e) es la correspondiente a la temperatura de saturación del fluido de trabajo (T_b), donde se supone que se encuentra saturado a la entrada de la turbina. Con la diferencia de temperatura (ΔT) y la temperatura de saturación del fluido de trabajo, la temperatura de pellizco (T_p), está dada por la ecuación 14.4. De esta manera, el calor entregado, Q , por el fluido geotérmico al fluido de trabajo está dado por la ecuación 14.6, o la ecuación 14.8, con la T_p como temperatura de abandono y se determina mediante:

$$Q = m_w \cdot (h_f|_{T_R} - h_f|_{T_p}) = \alpha \cdot (T_R - T_p)$$

ec. 14.17

donde

Q : Calor entregado por el fluido geotérmico (kJ)

T_R : Temperatura del reservorio (°C o K)

$h_f|_{T_R}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ / kg)

T_p : Temperatura de (°C o K)

$h_f|_{T_p}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_p (kJ / kg)

La masa de vapor del fluido de trabajo producida por el calor Q es:

$$m_{FT} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_p)}{h_{fg}|_{T_b}}$$

ec.14.18

donde

m_{FT} : Masa de vapor del fluido (kg)

T_b : Temperatura de saturación del fluido de trabajo (°C o K)

$h_{fg}|_{T_b}$: Entalpía del líquido-vapor del fluido de trabajo a la T_b (kJ / kg)

Luego, sustituyendo la ecuación 14.18 en la 14.12 y añadiendo un último término que denota el trabajo necesario para elevar la presión del fluido de trabajo, desde la presión del condensador a la presión de entrada en la turbina, se tiene que el trabajo disponible por el ciclo binario es:

$$W_{ABinario} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_p)}{h_{fg}|_{T_b}} \cdot [h_g|_{T_b} - h_f|_{T_C} - T_{Ck} \cdot (S_g|_{T_b} - S_f|_{T_C}) - V|_{T_C, P_b} \cdot (P_e|_{T_b} - P_b|_{T_C})]$$

ec. 14.19

donde

$W_{ABinario}$: Trabajo disponible del ciclo binario (kJ)

$h_{fg}|_{T_b}$: Entalpía líquido-vapor del fluido de trabajo a la T_b (kJ / kg)

$h_g|_{T_b}$: Entalpía del vapor del fluido de trabajo a la T_b (kJ / kg)

$S_g|_{T_b}$: Entropía del vapor saturado del fluido de trabajo a la T_b (kJ / kg)

T_C : Temperatura del condensador (°C o K)

T_{Ck} : Temperatura absoluta del condensador (K)

$h_f|_{T_c}$: Entalpía del líquido saturado del fluido de trabajo a la T_c (kJ / kg)

$S_f|_{T_c}$: Entropía del líquido saturado del fluido de trabajo a la T_{sep} (kJ/kg·K)

$P_b|_{T_c}$: Presión de saturación del fluido de trabajo a la T_c (kPa)

$V|_{T_c, P_b}$: Volumen específico del fluido de trabajo a la P_b (m³/kg)

$P_e|_{T_b}$: Presión de entrada a la turbina a la T_b (kPa)

Finalmente, si se quiere conocer la potencia eléctrica generada por la planta Flash o la planta Binaria se utiliza la siguiente ecuación:

$$W_e = \frac{W_{A"Binario o Flash"} \cdot \eta}{Y \cdot f_{carga}}$$

ec. 14.20

donde

W_e : Potencia eléctrica del ciclo flash o binario (kW)

η : Eficiencia de conversión eléctrica

f_{carga} : Factor de carga (90% – 95%)

Y : Vida útil de la planta (segundos)

De esta manera, si se requiere calcular la potencia eléctrica de un yacimiento geotérmico utilizando un ciclo flash o binario, mediante el método volumétrico USGS “Heat in place”, se deben conocer, los parámetros que se observan en las tablas 14.30 y 14.31.

Tabla 14.30: Parámetros del Grupo 1 para cálculos del método volumétrico.

| Grupo 1 | |
|--------------------------------|------------------|
| Parámetros | Unidad de medida |
| Área del reservorio | km ² |
| Espesor del reservorio | m |
| Profundidad del reservorio | m |
| Temperatura del reservorio | °C |
| Factor de recuperación térmico | % |

Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Lagos (2017).

Tabla 14.31: Parámetros del Grupo 2 para cálculos del método volumétrico.

| Grupo 2 | |
|----------------------------------|-----------------------------------|
| Parámetros | Unidad de medida |
| Capacidad calorífica volumétrica | $\text{kJ} / \text{m}^3 \text{K}$ |
| Temperatura de referencia | $^{\circ}\text{C}$ |
| Eficiencia de conversión | % |
| Vida útil del proyecto | años |
| Factor de carga de la planta | % |

Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Lagos (2017).

14.9. Anexo J: Tecnología Hídrico asociada a la generación de energía eléctrica

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en el trabajo realizado por Kumar et al. (2011), "Hydropower: In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation". En el trabajo citado se puede ampliar el contenido en lo referente a la tecnología de generación de energía eléctrica por uso de la energía hídrica, el equipamiento de referencia y su funcionamiento.

14.9.1. Tecnología y aplicaciones

La altura y también la capacidad instalada (tamaño) se presentan a menudo como criterios para la clasificación de las centrales hidroeléctricas. Los principales tipos de energía hidroeléctrica, sin embargo, son de de pasada (Run of river – RoR), embalse (almacenamiento hidroeléctrico), almacenamiento por bombeo (HPP), y tecnología in-stream.

14.9.2. Clasificación por coronamiento (head / cabeza) y tamaño

Una clasificación por coronamiento se refiere a la diferencia entre los niveles de agua corriente arriba y los niveles de agua corriente abajo. El coronamiento determina la presión del agua en las turbinas que junto con la descarga son los parámetros más importantes para decidir el tipo de turbina hidráulica a utilizar. Generalmente, para alturas elevadas, se utilizan turbinas Pelton, mientras que las turbinas Francis se utilizan para explotar cabezas medias. Para cabezas bajas, se utilizan turbinas Kaplan y turbinas de bulbo. La clasificación de lo que es "cabeza alta" y la "cabeza baja" varía mucho de un país a otro, y generalmente no se encuentran las escalas aceptadas. La clasificación según el tamaño ha llevado a conceptos como "pequeña hidroeléctrica" y "grandes hidroeléctricas", según la capacidad instalada medida en megavatio (MW) como Criterio definitorio. Las plantas hidroeléctricas de pequeña escala (PCH) son instalaciones que más probables serán de pasada que las centrales hidroeléctricas más grandes, pero las centrales hidroeléctricas de embalse (almacenamiento) de todos los tamaños utilizarán los mismos componentes y tecnologías básicas. Sin embargo, en comparación con la energía hidroeléctrica a gran escala, normalmente se necesita menos tiempo y esfuerzo para construir e integrar esquemas de pequeñas centrales hidroeléctricas en entornos locales. Por esta razón, el despliegue de PCH está

aumentando en muchas partes del mundo, especialmente en áreas remotas donde otras fuentes de energía no son viables o no son económicamente atractivas. La energía hidroeléctrica se presenta en múltiples tipos de proyectos y es una tecnología altamente específica del sitio, donde cada proyecto es un resultado hecho a medida para una ubicación particular dentro de un río o cuenca determinada para satisfacer necesidades específicas de servicios de gestión de energía y agua. Si bien las instalaciones de pasada (RoR) pueden tender a ser más pequeñas, también hay un gran número de centrales hidroeléctricas de almacenamiento a pequeña escala en operación en todo el mundo. Del mismo modo, aunque las instalaciones más grandes tenderán a tener costos más bajos en términos de dólares por kilovatio (USD / kW) debido a las economías de escala, esa tendencia solo se mantendrá en promedio. Además, una central hidroeléctrica a gran escala de 2.000 MW ubicado en un área remota de una cuenca fluvial podría tener menos impactos negativos que los impactos acumulativos de 400 proyectos hidroeléctricos de 5 MW en muchas cuencas fluviales. Por esa razón, los impactos del desarrollo hidroeléctrico grande versus el pequeño siguen sin estar claro. Con todo, la clasificación según el tamaño, aunque es común y administrativamente simple, es, hasta cierto punto, arbitraria: conceptos generales como "pequeñas" o "grandes hidroeléctricas" no son indicadores rigurosos desde el punto de vista técnico o científico de los impactos, la economía o las características (IEA, 2000c). Los proyectos de energía hidroeléctrica cubren un continuo en escala y puede ser más útil evaluar un proyecto hidroeléctrico en su sostenibilidad o desempeño económico, estableciendo de esta manera más indicadores realistas (Kumar; 2011).

14.9.3. Clasificación por tipo de instalación

Las centrales hidroeléctricas se clasifican a menudo en tres categorías principales según la operación y el tipo de flujo; las centrales De pasada (Run of River - RoR), con Almacenamiento (Embalse) y las de Almacenamiento por bombeo (HPP). Todas las centrales varían desde las muy pequeñas hasta las de muy grandes escala, dependiendo de la hidrología y topografía de la cuenca. Además, existe una cuarta categoría denominada tecnología in-stream, que es una tecnología joven y menos desarrollada.

14.9.3.1. De pasada

Una central de pasada (RoR) extrae la energía para la producción de electricidad principalmente del flujo disponible del río. Este tipo de central hidroeléctrica puede incluir almacenamiento a corto plazo (por hora, diario), lo que permite algunas adaptaciones al perfil de demanda, pero el perfil de generación será en diversos grados dictado por las condiciones de flujo del río local. Como resultado, la generación depende sobre la precipitación y la escorrentía y puede tener una cantidad sustancial diaria, mensual o variaciones estacionales. Cuando no se incluye ni siquiera el almacenamiento a corto plazo, estas centrales hidroeléctricas tendrán perfiles de generación que serán aún más variables, especialmente cuando estén situadas en pequeños ríos o arroyos que experimentan una amplia variabilidad de flujo. En una central hidroeléctrica RoR, una parte del agua del río podría desviarse a un canal o tubería (compuerta) para conducir el agua a una turbina hidráulica, que está conectada a un generador de electricidad (figura 14.31).

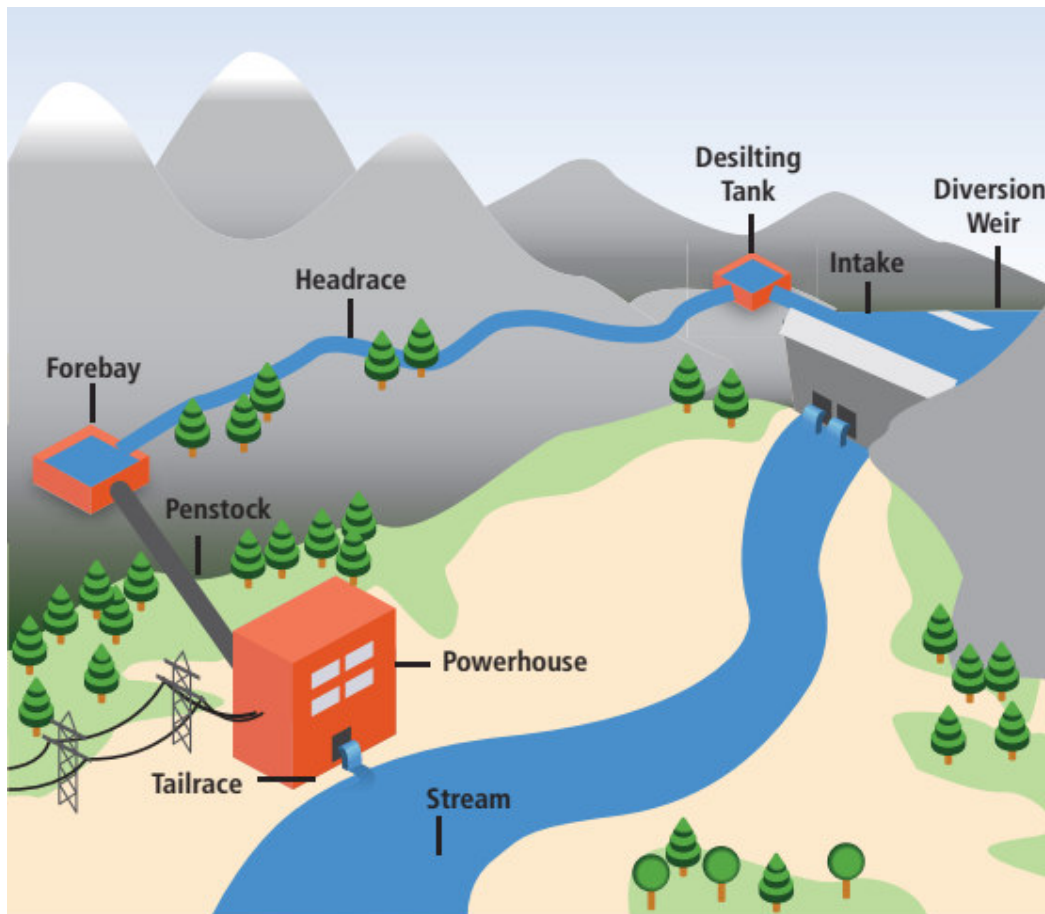


Figura 14.31: Planta de generación hidroeléctrica de pasada (Run of River – RoR) (Kumar; 2011).

Los proyectos RoR pueden formar cascadas a lo largo de un valle fluvial, a menudo con una HPP tipo reservorio en los tramos altos del valle que permite a ambos beneficiarse de la capacidad acumulada de las distintas centrales eléctricas. Las Instalación de centrales hidroeléctricas RoR son relativamente económicas y estas instalaciones tienen, en general, menores impactos ambientales que las centrales hidroeléctricas de almacenamiento de tamaño similar.

14.9.3.2. Energía hidroeléctrica de almacenamiento (embalse)

Los proyectos hidroeléctricos con un embalse también se denominan energía hidroeléctrica de almacenamiento, ya que almacenan agua para su consumo posterior. El embalse reduce la dependencia de la variabilidad del flujo de entrada. Las estaciones del generador están ubicadas en el pie de la presa o más abajo, conectadas al embalse a través de túneles o canalizaciones (figura 14.32). El tipo y el diseño de los embalses lo decide el paisaje y en muchas partes del mundo son valles fluviales inundados donde el embalse es un lago (Kumar, 2011).

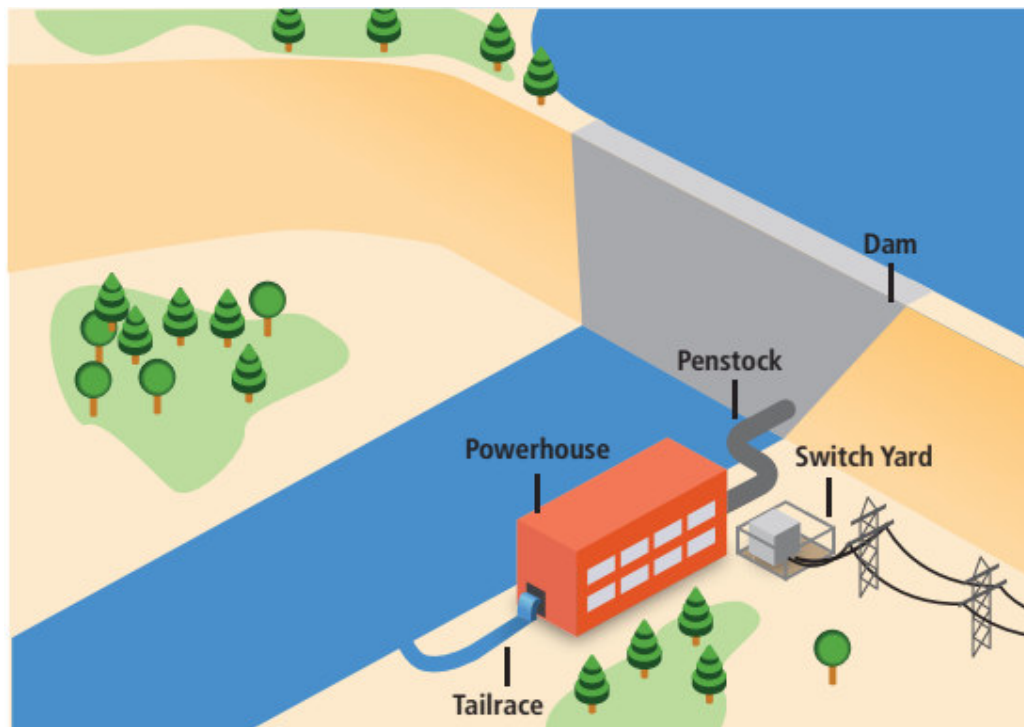


Figura 14.32: Planta de generación hidroeléctrica con reservorio, embalse, represa o dique (Kumar; 2011).

Una central eléctrica puede tener túneles provenientes de varios embalses y también puede, cuando existan oportunidades, ser conectado a cuencas hidrográficas o ríos vecinos. El diseño del HPP y el tipo de embalse que se puede construir depende en gran medida de las posibilidades que ofrece la topografía.

14.9.3.3. Almacenamiento por bombeo (HPP)

Las plantas de almacenamiento por bombeo no son fuentes de energía, sino que son dispositivos de almacenamiento. En tal sistema, el agua se bombea desde un depósito inferior hacia un depósito superior (figura 14.33), generalmente durante las horas de menor actividad, mientras que el flujo se invierte para generar electricidad durante el período de carga máxima diaria o en otros momentos de necesidad.

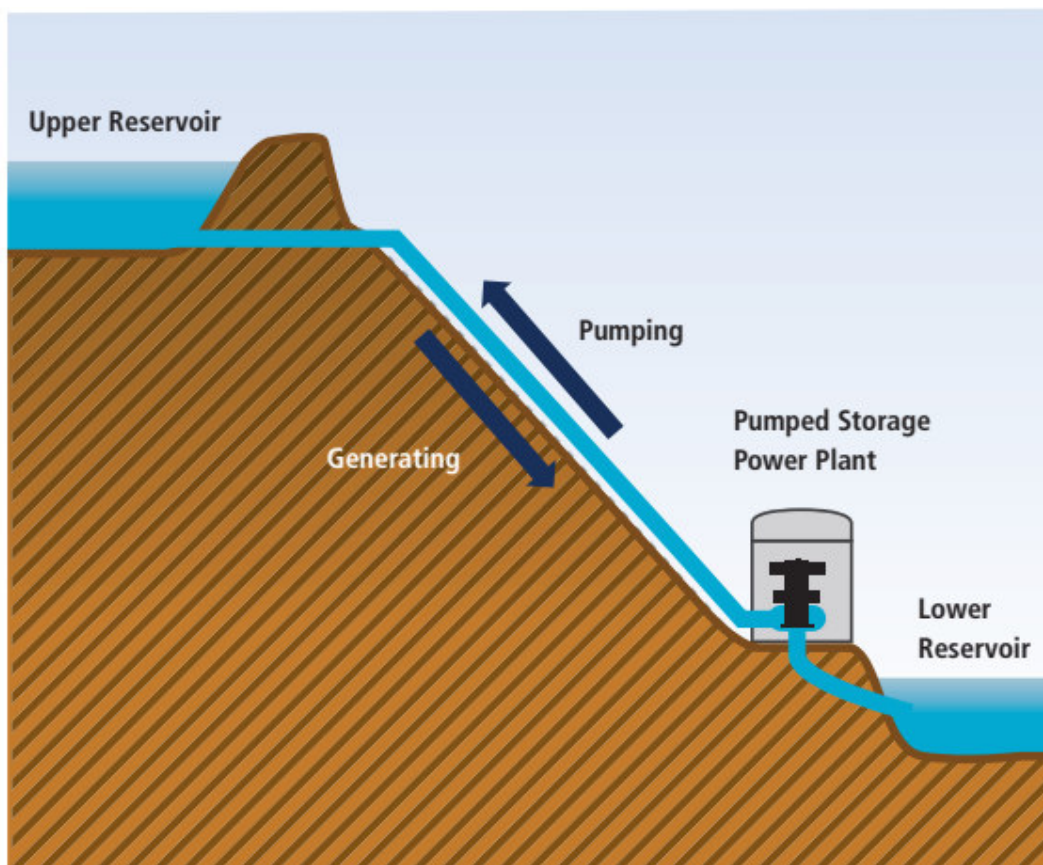


Figura 14.33: Esquema de almacenaje por bombeo (Kumar; 2011).

Aunque las pérdidas del proceso de bombeo hacen tal planta un consumidor neto de energía en general, la planta es capaz de proporcionar beneficios del sistema de

almacenamiento de energía a gran escala. De hecho, el almacenamiento por bombeo es la forma de almacenamiento de energía de la red, de mayor capacidad ahora disponible en todo el mundo (Kumar; 2011).

14.9.3.4. Tecnología in-stream utilizando instalaciones existentes

Para optimizar las instalaciones existentes como presas, diques, canales o cascadas, se pueden instalar pequeñas turbinas o turbinas hidrocinéticas para la generación de electricidad. Estos funcionan básicamente como un esquema de pasada, como se muestra en la figura 14.34. Se están desarrollando dispositivos hidrocinéticos para capturar energía de las mareas y corrientes, incluso también pueden desplegarse tierra adentro tanto en flujo libre de ríos y en vías navegables.

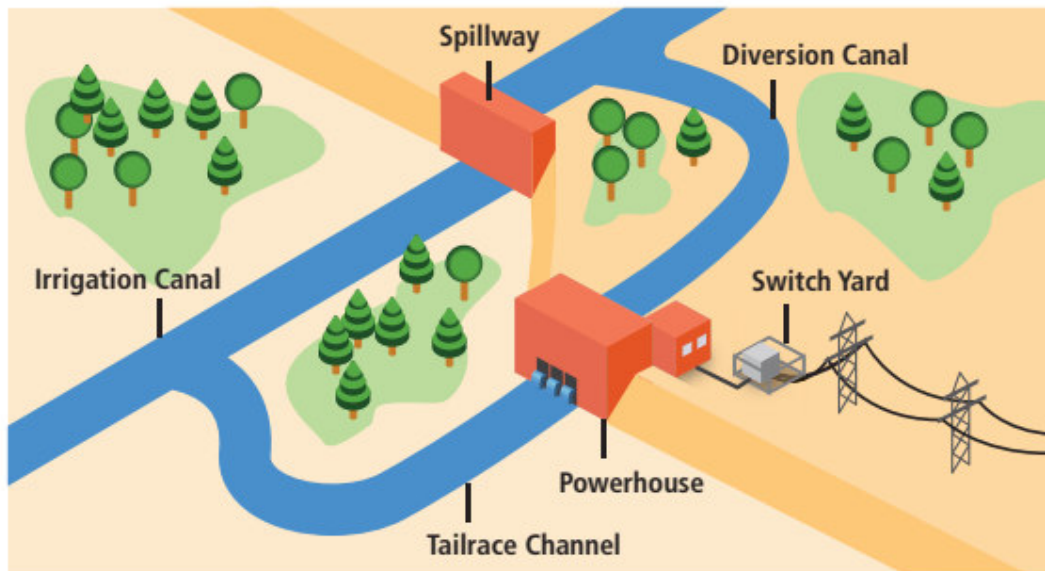


Figura 14.34: Planta de generación hidroeléctrica "in-stream" usando instalaciones existentes (Kumar; 2011).

14.9.4. Estado y tendencias actuales de la tecnología desarrollo

La energía hidroeléctrica es una tecnología probada y avanzada basada en más de un siglo de experiencia, con muchos ejemplos de plantas de energía hidroeléctrica construidas en el siglo XIX todavía en funcionamiento. Hoy en día la energía hidroeléctrica es una tecnología de energía extremadamente flexible con una de las mejores eficiencias de conversión de todas las fuentes de energía (~ 90%, "agua a red")

debido a su transformación directa de energía hidráulica en electricidad (IEA, 2004). Aun así, hay espacio para nuevas mejoras, por ejemplo, mejorando la operación, reduciendo los impactos ambientales, adaptándose a los nuevos cambios sociales y requisitos medioambientales; y desarrollando soluciones tecnológicas rentables.

14.10. Anexo J: Tecnología de generación de energía eléctrica por energía Solar

El presente anexo es un extracto de contenidos desarrollados en los trabajos realizados por Morrone et al. (2019), “Energía solar concentrada: Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica a partir de concentración de energía solar. Agosto 2019” y el trabajo “Energía solar fotovoltaica: Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica utilizando la luz solar. Octubre 2019”. En los trabajos citados se puede ampliar el contenido en lo referente a la tecnología de generación de energía eléctrica por uso de la energía solar, tanto solar fotovoltaica como de concentración térmica, como así también el equipamiento de referencia y su funcionamiento.

14.10.1. Tecnologías

A continuación, se presenta una breve descripción de cada una de las tecnologías CSP hasta ahora desarrolladas con operación comercial según la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA (Morrone CSP; 2019).

14.10.1.1. Torres solares

La tecnología solar de torre utiliza un campo de espejos para reflejar y enfocar la radiación directa del sol (DNI) sobre un receptor montado en una torre central donde la luz es capturada y convertida en calor. El calor es conducido a un ciclo termodinámico, por lo general un ciclo de vapor, para generar energía eléctrica. El campo solar consiste en un gran número de espejos controlados automáticamente denominados helióstatos, los cuales siguen al sol individualmente sobre dos ejes. Los espejos reflejan la luz solar hacia el receptor central donde el fluido es calentado (figura 14.35). Actualmente, las torres solares utilizan distintos fluidos de transferencia de calor (HTF, *Heat Transfer Fluid*) como vector de transporte del calor como pueden ser el agua/vapor, aire o sales fundidas. Dependiendo del diseño del receptor y del fluido de trabajo, los rangos de temperaturas de trabajo están comprendidos entre 250 °C y 1.000 °C para futuras plantas, aunque las temperaturas alrededor de los 600 °C son las temperaturas de trabajo normales para los diseños actuales con sales fundidas. El tamaño del campo solar requerido es directamente proporcional con la capacidad de generación deseada,

lo que conlleva a una mayor distancia entre el receptor y los helióstatos, provocando un incremento en las pérdidas ópticas debido a la absorción atmosférica, desviaciones angulares del espejo inevitables por imperfecciones y pequeños errores del sistema de seguimiento. Las torres solares pueden utilizar aceites sintéticos o sales fundidas como fluido de transferencia de calor y como medio de almacenamiento de la energía térmica. Los aceites sintéticos operan a una temperatura aproximada de 390 °C, limitando la eficiencia del ciclo. Por su parte, las sales fundidas operan a una temperatura entre los 550 °C y 650 °C, suficiente como para lograr mejores eficiencias en el ciclo de vapor a cambio de mayores inversiones. Las principales ventajas de esta tecnología están ligadas a las altas temperaturas de trabajo. Estas temperaturas permiten:

- Grandes eficiencias en el ciclo de vapor;
- Almacenamiento térmico de energía más atractivo para garantizar la programación de generación y reduciendo costos.



Figura 14.35: Planta Solar Gemasolar. Andalucía. España. Fuente: Torresol Energy (Morrone CSP; 2019).

14.10.1.2. Colectores cilindro parabólicos

Los colectores cilindro parabólicos (PTC, *Parabolic Through Collectors*) están compuestos por colectores solares (espejos), receptores de calor y estructuras de soporte. Los espejos de forma parabólica son construidos deformando una lámina de material reflectivo en una parábola (figura 14.36). Estos espejos concentran la luz incidente en un receptor central en forma de tubo colocado en la línea focal del colector.

Una fila de espejos puede alcanzar 100 metros o más, con una apertura de 5 a 6 metros. Un seguidor de un solo eje es usado para orientar tanto a los colectores solares como a los recibidores de calor hacia el sol. Los PTC normalmente se alinean en dirección Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste para maximizar la recolección de energía. El receptor está compuesto por un tubo absorbente (usualmente de metal) dentro de un tubo de vidrio al vacío. El tubo absorbente generalmente se encuentra cubierto por una capa de acero inoxidable, con un recubrimiento de material selectivo para absorber la irradiación solar (onda corta) pero emite muy poca radiación infrarroja (onda larga). Tanto el material selectivo como el tubo al vacío ayudan a reducir las pérdidas de calor. Un HTF circula a través de los tubos absorbentes para captar la energía solar y transferirla al generador de vapor o para calentar el sistema de almacenamiento, si hubiese. La mayoría de los proyectos PTC existentes utilizan aceites sintéticos como HTF, los cuales pueden alcanzar temperaturas de hasta 400 °C. Esta tecnología es la tecnología CSP con mayor experiencia de operación comercial en el mundo (Morrone; 2019).



Figura 14.36: Planta Solar Noor Ouarzazate I. Uarazate, Marruecos. Fuente: SENER (Morrone CSP; 2019).

14.10.1.3. Colector lineal de Frenel

Los colectores lineales de Fresnel (LFC, *Linear Fresnel Collector*) son similares a los colectores cilindro parabólicos, pero a diferencia de ellos utilizan una serie de vidrios

planos o levemente curvados para concentrar la luz solar en un receptor fijo localizado algunos metros por encima del campo de espejos (figura 14.36). Cada línea de espejos se encuentra equipada con un sistema de seguimiento de un eje y es optimizado individualmente para asegurar que la luz solar siempre se concentre en el receptor fijo. El receptor consiste en un largo tubo con una película selectiva absorbente. A diferencia con los PTC, la línea focal de los colectores de Fresnel es distorsionada por astigmatismo. Esto requiere un espejo por encima del tubo (un reflector secundario) para reenfocar los rayos perdidos por el tubo o varios tubos paralelos formando un multireceptor que sea lo suficientemente ancho como para capturar la mayoría de la luz enfocada sin necesidad de un reflector secundario. Las principales ventajas de los colectores lineales de Fresnel comparada con los PTC son:

- LFC puede utilizar espejos planos mucho más baratos;
- LFC requiere mucho menos acero y concreto, lo que también se traduce en un proceso de ensamble más sencillo.
- Las cargas producidas por el viento en LFC son menores, produciendo una mejor estabilidad estructural, reduciendo pérdidas ópticas y menores rupturas de los espejos.
- La superficie reflectora por receptor en LFC es mayor, lo cual es importante ya que es el componente más caro en ambas tecnologías

En contraparte, la principal desventaja del LFC es que la eficiencia óptica es menor que la de los PTC debido a las propiedades geométricas de LFC. Este problema se debe a que el receptor es fijo, por lo que las pérdidas por el coseno del ángulo de reflexión por la mañana y la tarde son muy altas. Además, en la tecnología LFC es más difícil y costoso incluir sistemas de almacenamiento.



Figura 14.37: Planta Solar Puerto Errado 2. Murcia, España. Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (Morrone CSP; 2019).

14.10.1.4. Disco de Stirling

El sistema de Disco de Stirling consiste en un concentrador de disco parabólico que refleja la DNI solar sobre un receptor en el punto focal del disco (figura 14.38). El receptor puede ser un motor Stirling o una microturbina. Los discos de Stirling requieren que el seguimiento del sol sea en dos ejes, pudiendo alcanzar altas temperaturas. De todos modos, aún no se ha desarrollado esta tecnología a gran escala. La idea de esta tecnología es utilizar un motor Stirling en combinación con una unidad de generación localizados en el punto focal del disco y así transformar la energía térmica en energía eléctrica. Actualmente hay dos tipos de motores Stirling: cinemático y de pistón libre. Los cinemáticos funcionan con hidrógeno como fluido de trabajo y tienen mayores eficiencias que los de pistón libre. Los motores de pistón libre trabajan con helio y no producen fricción durante la operación, lo que reduce el mantenimiento que se les debe realizar.

Características de los Discos de Stirling:

- Menores pérdidas de calor
- Son modulares
- Poseen baja capacidad de generación (5–50 kW)
- Son apropiados para generación distribuida

- Son capaces de alcanzar la mayor eficiencia dentro de todas las tecnologías CSP
- El sistema de refrigeración en con aire, por lo que no necesitan grandes sistemas de refrigeración y se pueden instalar en regiones con escasas de agua.

Como desventaja presentan que el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) de los discos Stirling es más alto que el de otras tecnologías CSP. Otra desventaja de esta tecnología respecto a otras tecnologías CSP es que no cuentan con capacidad de almacenamiento.



Figura 14.38: Planta Solar Maricopa. Peoria, Arizona, Estados Unidos. Fuente: Power Technology (Morrone CSP; 2019).

14.10.1.5. Medio de transferencia de calor

Como se ha mencionado al describir cada una de las tecnologías, cada planta de CSP cuenta con un medio de transferencia de calor (HTF, *Heat Transfer Fluid*), el cual es el encargado de absorber la energía térmica del sol y transportarla al bloque de potencia o de almacenamiento para su posterior uso. Este HTF debe ser estable y no debe provocar ningún tipo de corrosión dentro del sistema. Hoy en día, los fluidos más utilizados en las plantas operativas son agua/vapor, aceites sintéticos o sales fundidas. En la Tabla 14.32 puede observarse un resumen de las distintas tecnologías. En la actualidad sólo se usan agua/vapor y sales fundidas para torres solares y en el caso de colectores parabólicos se suele utilizar también aceites sintéticos. El aceite tiene

una estabilidad térmica limitada, por lo que el rango de temperatura es menor y el circuito tiene que estar presurizado lo que se traduce en un aumento de costos.

Tabla 14.32: Comparación entre distintos fluidos de transferencia de calor (HTF) (elaboración propia; Fuente: Morrone CSP; 2019).

| HTF | Transferencia de Calor | Costos | Riesgos ambientales | Almacenamiento |
|--------------------|------------------------|--------|---------------------|----------------|
| Aire | Mala | Bajos | No | No |
| Agua/Vapor | Buena | Bajos | No | No |
| Aceite Sintético | Buena | Bajos | Potenciales | No |
| Sal Fundida | Buena | Medios | No | Sí |
| Metales Líquidos | Excelente | Altos | Potenciales | Sí |
| Partículas Sólidas | Buena | Bajos | No | No |

Fuente: elaboración propia en base a Morrone CSP (2019).

14.10.1.6. Sistemas de almacenamiento

Muchas de las plantas CSP tienen cierta disponibilidad para almacenar energía en forma de calor por períodos cortos de tiempo y de esta forma suavizar las intermitencias en la generación, problema que poseen otras tecnologías de energías renovables, como la energía eólica o solar fotovoltaica. Es así, que la energía térmica recolectada es almacenada para disponer de ella cuando sea necesario generar energía eléctrica independientemente de la variabilidad del recurso solar. La mayoría de las centrales CSP en operación comercial cuentan con un sistema de almacenamiento térmico, por lo que son parte fundamental del diseño de este tipo de centrales. El sistema más difundido actualmente es el sistema con sales fundidas dada la experiencia desarrollada trabajando con ellas, las altas temperaturas que se pueden alcanzar y su capacidad de almacenamiento prolongada. Además, si las sales fundidas también cumplen el rol de HTF, entonces el sistema está directamente integrado (transporte y almacenamiento). En el caso de otros medios, se usa un ciclo con sistema de almacenamiento externo. En la tabla 14.33 puede observarse las diferencias entre las distintas tecnologías con las principales variables que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar una tecnología con el objetivo de almacenar energía térmica.

Tabla 14.33: Comparación de tecnologías de almacenamiento térmico.

| Parámetro | Sales Fundidas | Tanques Ruth | Cerámica tipo Panal de abejas |
|---|--|---|---|
| Horas de almacenamiento | 5 h – 16 h | 0,5 h – 1 h | 1,5 h – 4h |
| Capacidad de almacenamiento | Alta | Baja | Media |
| Rango térmico | Hasta 550°C | Hasta 285°C | Hasta 680°C |
| Trayectoria | Muy Amplia | Amplia | Poca |
| Puntos calve | Único sistema de almacenamiento a largo plazo disponible | Único método de almacenamiento directo para generación directa de vapor | Aplicable para la integración directa en sistemas de aire e integración directa con intercambiadores de calor |
| Extensa trayectoria y experiencia operativa | Solución de almacenamiento de corto plazo | | |
| Los cimientos son una parte clave | Alta modularidad | El calor se almacena en material sólido | |
| Alta disponibilidad | O&M bajo | | |

Fuente: elaboración propia en base a Morrone CSP (2019).

14.10.2. Energía solar fotovoltaica (SPV o SFV)

El fenómeno fotovoltaico fue descubierto y luego estudiado por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel. Pasados cuarenta y cuatro años, en 1883, el inventor estadounidense Charles Fritts pudo fabricar el primer dispositivo fotovoltaico basado en una juntura de oro-selenio. El resultado fue muy pobre, alcanzando solamente una eficiencia de conversión del 1%. No fue hasta la segunda mitad del siglo XX que la Industria Solar Fotovoltaica (SPV) comenzó su desarrollo y expansión con el objetivo de energizar satélites puestos en la órbita terrestre. Llegada la década de 1970, se comenzaron a desarrollar módulos fotovoltaicos para aplicaciones terrestres. Hoy en día es uno de los pilares de la transición energética en la segunda década del siglo XXI en búsqueda de reemplazar las fuentes de energía de origen fósil con el fin de combatir el cambio climático ya que una vez instalados el parque, no produce gases de efecto invernadero como, por ejemplo, dióxido de carbono (CO₂). A modo de introducción, se repasarán brevemente los componentes de un sistema SFV y su principio básico de funcionamiento (transformación de la luz proveniente del sol en energía eléctrica).

Básicamente, un sistema SFV está compuesto por los siguientes componentes:

- Módulo fotovoltaico
- Inversor
- Sistema de soporte / seguimiento

Los parques de generación SFV (figura 14.39) cuentan además con los equipos asociados a cualquier sistema eléctrico, como son los sistemas de conexión, las protecciones, puesta a tierra, transformadores, entre otros (Morrone SFV; 2019).



Figura 14.39: Planta SFV San Juan I, San Juan, Argentina. Fuente: EPSE (Morrone SFV; 2019).

14.10.2.1. El recurso solar

La unidad de medición en el Sistema Internacional para la irradiancia (flujo de radiación) es el Watt por metro cuadrado (W/m^2) mientras que la Irradiación es la energía por unidad de área, es decir, que se mide en Watt-hora por metro cuadrado (Wh / m^2). Debido a que la distancia entre La Tierra y el Sol es de 150 millones de kilómetros, el flujo de radiación solar que alcanza la atmósfera terrestre es de $1.367 W/m^2$. Este valor es conocido como la Constante Solar. Dada la distancia, la radiación que alcanza a la Tierra proveniente del Sol es casi paralela. El rango de radiación varía desde alta energía ultravioleta (UV) hasta el infrarrojo cercano (IRC). Entre estos valores se encuentra el “espectro visible” con longitudes de onda que van desde los 400 nm a 700 nm como se muestra en la figura 14.40 (Morrone SFV; 2019).

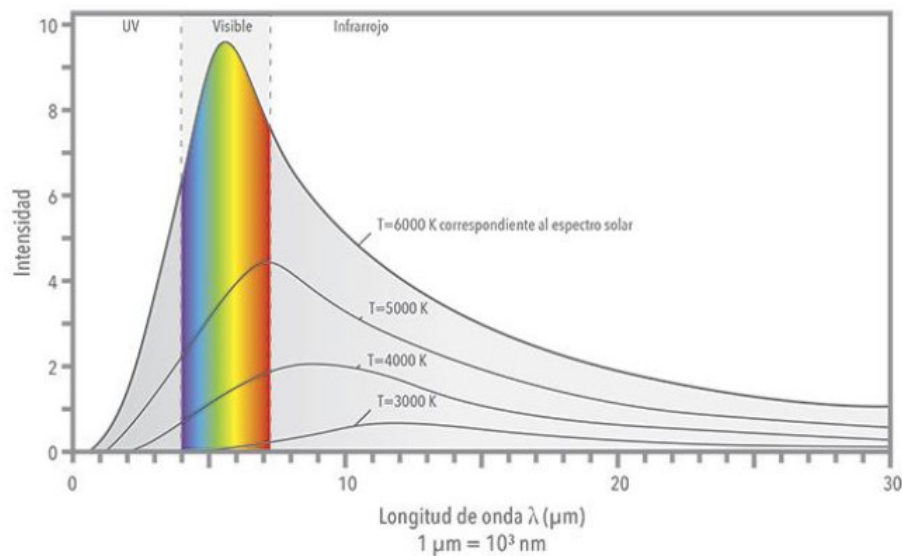


Figura 14.40: Relación entre longitud de onda, intensidad de la radiación y temperatura del emisor (Morrone SFV; 2019).

Cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera sólo una parte llega a la superficie terrestre directamente, mientras que el resto es esparcido o absorbido por moléculas del aire, aerosoles, gotas de agua o cristales de hielo en las nubes. En su casi totalidad, la absorción es realizada por las moléculas gaseosas y los aerosoles. El esparcimiento de la radiación solar por las gotas de agua y los cristales de hielo toman lugar por todo el rango espectral, donde las moléculas esparcen predominantemente las longitudes de onda corta y los aerosoles las longitudes de onda más largas. Es por ello, que un

día de cielo despejado, la irradiancia que alcanza la superficie terrestre varía entre los 700 y 1.300 W/m² al mediodía, dependiendo fuertemente de la latitud, la longitud y el momento del año (figura 14.41). La radiación solar que atraviesa la atmósfera y llega directamente a la superficie terrestre se denomina Irradiancia Normal Directa (DNI, *Direct Normal Irradiance*). La radiación que es esparcida por fuera del rayo directo es la Irradiancia Horizontal Difusa (DHI, *Diffuse Horizontal Irradiance*). La suma geométrica de estos dos componentes de la luz solar que confluyen en un mismo punto de una superficie horizontal se denomina Irradiación Global Horizontal (GHI, *Global Horizontal Irradiance*) y su cálculo es el siguiente:

$$GHI = DHI + DNI \times \cos \theta$$

ec. 14.21

siendo θ el ángulo cenital.

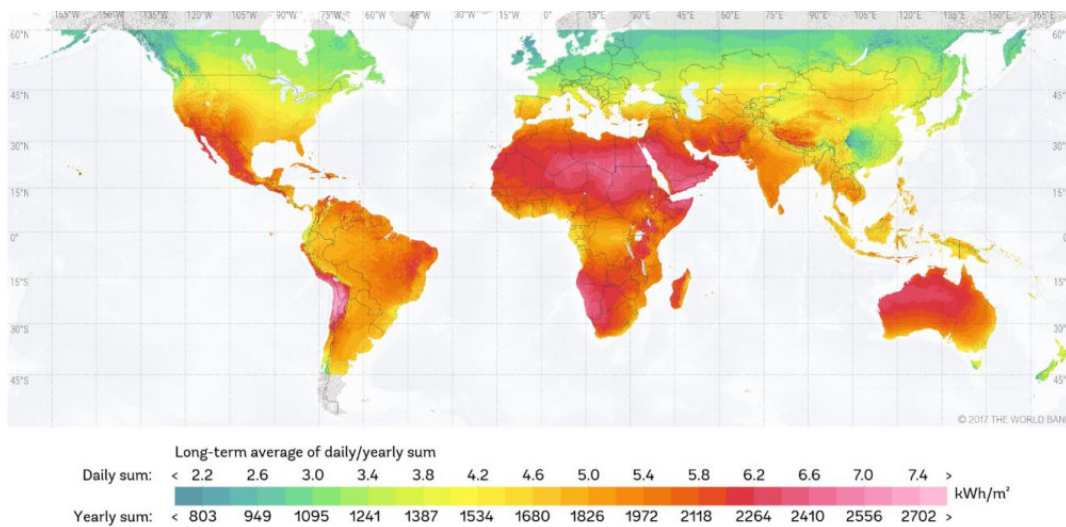
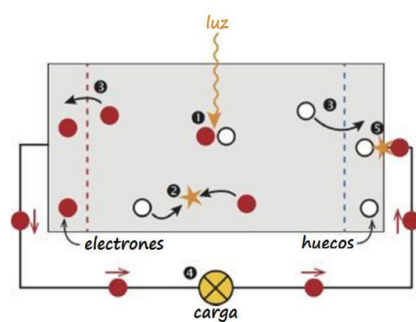


Figura 14.41: Mapa de Irradiación Global Horizontal (Fuente: SOLARGIS CELDAS FOTOVOLTAICAS; Morrone SFV; 2019).

La celda fotovoltaica es el elemento principal en la producción de energía eléctrica a partir de la luz proveniente del sol. Se la podría considerar la unidad básica. Una celda fotovoltaica posee su propia potencia, tensión y corriente, aunque por sus características modulares permite que combinando celdas entre ellas se puedan lograr unidades de generación más grandes, como los módulos fotovoltaicos. (Morrone SFV; 2019)

14.10.2.2. Principio de funcionamiento de una celda solar fotovoltaica

Las celdas solares fotovoltaicas se denominan así dado que están compuestas por materiales semiconductores que son capaces de convertir la energía electromagnética contenida en la luz proveniente del sol y convertirla en energía eléctrica. Este fenómeno se denomina fotovoltaico dada la diferencia de potencial que da lugar a una corriente eléctrica. En la figura 14.42 se puede observar una versión simplificada del principio básico de funcionamiento de una celda fotovoltaica, que se podría describir del siguiente modo: la luz proveniente del sol alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos. Es allí donde los fotones (partículas elementales responsables del fenómeno electromagnético) son absorbidos por el material semiconductor provocando la excitación de los electrones y permitiendo que se forme lo que se conoce como el par electrón-hueco. Dado que los electrones y los huecos tienden a recombinarse para volver a liberar la energía del fotón, si uno desea aprovechar la energía almacenada en un par electrón-hueco para realizar trabajo en un circuito externo se deben separar los electrones y los huecos mediante la inserción de otros materiales que permitan sólo el paso de electrones hacia un extremo y sólo el paso de huecos hacia el otro. Finalmente, las cargas eléctricas son extraídas de las celdas fotovoltaicas mediante contactos eléctricos para que puedan realizar trabajo en un circuito externo. La energía química de los pares electrón-hueco se convierte en energía eléctrica, para que luego de que los electrones hayan pasado por el circuito, se recombinen con los huecos (Morrone SFV, 2019).



1. Absorción del fotón que permite la generación del par electrón-hueco.
2. Normalmente el par electrón-hueco se recombina sin que se genere energía eléctrica.
3. Con membranas semipermeables, los electrones y los huecos son separados.
4. Los electrones recolectados son utilizados para que circulen en un circuito eléctrico.
5. Luego de que los electrones han atravesado el circuito, se recombinan con los huecos.

Figura 14.42: Modelo de celda SFV simplificado (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems; Morrone SFV; 2019).

14.10.2.2.1. Celdas de silicio

Las celdas de silicio cristalino representan más del 95% del mercado de las celdas fotovoltaicas. Las celdas de silicio cristalino se dividen en monocristalinas y policristalinas. La principal diferencia es la estructura interna y la conformación de red cristalina del silicio que provocará mayor o menor tasa de recombinación de los pares electrón-hueco, siendo las celdas de silicio monocristalinas más eficientes pero más costosas. Se han desarrollado diferentes tecnologías para mejorar la eficiencia de las celdas fotovoltaicas de silicio cristalino. Un esquema básico de la misma se puede observar en la figura 14.43. Por otro lado, con la idea de aumentar la eficiencia se desarrollaron algunos modelos superadores como son el Passivated Emitter Rear Locally diffuse (PERL), el Interdigitated Back Contact (IBC) o la Heterojunction with Intrinsic Thinlayer, todos ellos esquematizados en la figura 14.44 (Morrone SFV; 2019).

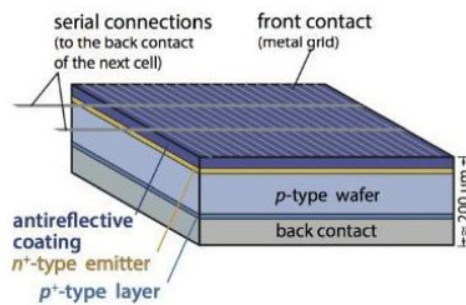


Figura 14.43: Esquema de una celda de silicio cristalino (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems; Morrone SFV; 2019).

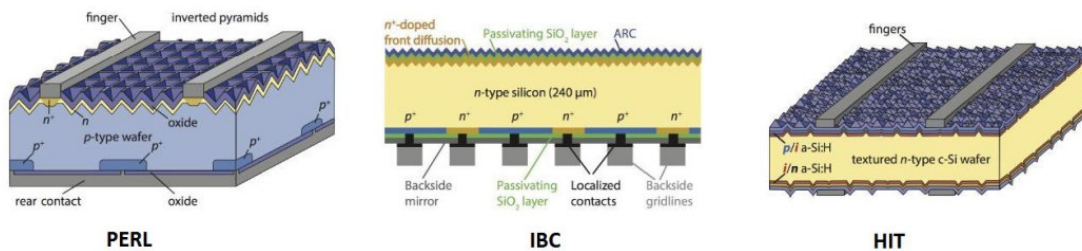


Figura 14.44: Tecnologías desarrolladas para mejorar la eficiencia de las celdas fotovoltaicas de silicio cristalino (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems; Morrone SFV; 2019).

14.10.2.2.2. Celdas de capa delgada (Thin Film)

Las celdas de capa delgada (thin film) cuentan con la ventaja de utilizar cantidades muy bajas de material absorbente, a lo cual también va asociada una menor cantidad de energía necesaria para su fabricación. Otra ventaja que presentan son espesores tan bajos permiten realizar celdas flexibles. Las tecnologías más difundidas dentro de las celdas de capa delgada son los semiconductores III-V (el más divulgado es el Arseniuro de Galio o GaAs), el silicio amorfo (a-Si:H), Teluro de Cadmio (CdTe) y Cobre Indio Galio Selenio (CIGS) cuyas estructuras se muestran en la figura 14.45 (Morrone SFV; 2019).

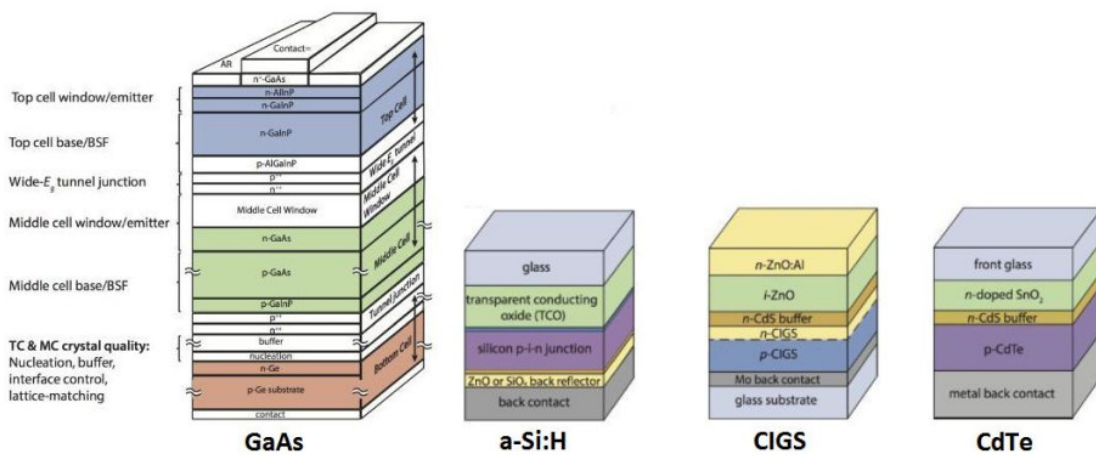


Figura 14.45: Diferentes tecnologías de celdas de capa delgada (Fuente: Solar Energy. The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems; Morrone SFV; 2019).

14.10.2.3. Inversores

Un inversor es un convertidor estático de potencia con potencia de entrada en corriente continua (DC, *Direct Current*) y potencia de salida en corriente alterna (AC, *Alternative Current*) con una tensión y frecuencia determinada. La potencia DC de entrada puede ser extraída, por ejemplo, de un sistema fotovoltaico (Morrone SFV, 2019).

14.10.2.4. Seguidores

El seguidor solar es una estructura metálica, cuya función es aumentar la producción de energía utilizando paneles fotovoltaicos y otros dispositivos de concentración por medio de sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que siguen la trayectoria del Sol como lo haría un girasol, capturando de esta manera la máxima radiación solar

durante el mayor tiempo posible. Los sistemas fotovoltaicos con seguimiento se pueden dividir en sistemas de seguimiento de un eje, o sistemas de seguimiento de dos ejes. Los sistemas de un solo eje perpendicular al suelo pueden sólo seguir el azimut solar, pero no pueden seguir la altitud solar. Mientras que un sistema seguidor de dos ejes puede seguir tanto el azimut como la altitud del Sol y puede ser más eficiente que un sistema de un solo eje (figura 14.46). Una instalación de módulos solares con seguimiento en un eje puede lograr aumentos del rendimiento de entre el 25 y el 35%, dependiendo estrictamente del lugar en donde la instalación se encuentre. Por lo general estos sistemas se instalan con orientación Norte-Sur y el movimiento se realiza de Este a Oeste. Si el sistema es de seguimiento en dos ejes, el rendimiento aumentaría otro 5-10% adicional dado que se mueve en la dirección de todos los puntos cardinales (Morrone SFV; 2019).



Figura 14.46: (a) Seguidor de un eje; (b) Seguidor de dos ejes (Fuente: IMEDEXA; Morrone SFV; 2019).

La principal desventaja de estos sistemas es el aumento del coste de instalación y mantenimiento. Un seguidor solar cuesta más que un sistema solar fijo, porque cuenta con partes mecánicas más complejas y móviles. Con sistemas más complejos, mayor mantenimiento, lo que añade un coste a la instalación durante su vida útil (Soty Solar, 2019). Los seguidores solares de un solo eje, también pueden clasificarse en monofila

o multifila, es decir, que un solo punto de seguimiento mueve una sola fila de módulos fotovoltaicos para el primer caso o que mueve varias filas de módulos en el segundo. Existe un paralelismo con los inversores tipo string y centrales, ya que dependiendo si se quiere aumentar el rendimiento o disminuir los costos se utilizarán unos u otros. De todos modos, otras variables que pueden definir qué tipo de seguidor es más conveniente es el terreno, ya que terrenos con mucha pendiente o poco uniformes no permitirán que un seguidor multifila se pueda adaptar exitosamente (Morrone SFV; 2019).